

**Asistencia Especial para la  
Implementación de Proyecto (SAPI)  
sobre el Programa de Asistencia para  
la Infraestructura de Renovación  
Energética (Préstamos de Financiación  
para el Desarrollo)**

**Informe Final**

**Febrero de 2017**

**Agencia de Cooperación Internacional del Japón  
(JICA)**

**NIPPON KOEI CO., LTD.  
OPMAC Corporation**

5R
JR
17-008

**Asistencia Especial para la  
Implementación de Proyecto (SAPI)  
sobre el Programa de Asistencia para  
la Infraestructura de Renovación  
Energética (Préstamos de Financiación  
para el Desarrollo)**

**Informe Final**

**Febrero de 2017**

**Agencia de Cooperación Internacional del Japón  
(JICA)**

**NIPPON KOEI CO., LTD.  
OPMAC Corporation**

— Tabla de Contenido —

1	Trasfondo y Antecedentes del Estudio.....	1-1
1.1	Trasfondo del Estudio.....	1-1
1.2	Objetivo del Estudio.....	1-1
1.3	Zona de Intervención del Estudio.....	1-1
1.4	Temas del Estudio.....	1-1
1.5	Flujo del Estudio.....	1-2
2	Sistema de Financiamiento de COFIDE.....	2-1
2.1	Condiciones de financiamiento de COFIDE y de los bancos en Perú.....	2-1
2.2	Situación actual del Programa AIRE.....	2-4
2.3	Desafíos en el Sistema de Financiamiento.....	2-5
2.3.1	Condiciones de préstamo del Programa AIRE.....	2-6
2.3.2	Periodo de Revisión del Préstamo.....	2-7
2.3.3	Servicio de apoyo a usuarios finales.....	2-9
2.4	Resultado de la entrevista a las Instituciones Financieras Intermediarias.....	2-9
2.5	Resumen del Capítulo 2.....	2-16
2.5.1	Condiciones de financiamiento de COFIDE y los bancos privados.....	2-16
2.5.2	Financiamientos ejecutados por el Programa AIRE.....	2-16
2.5.3	Desafíos en el financiamiento.....	2-17
2.5.4	Resultado de la entrevista a las instituciones financieras.....	2-17
3	Apoyo para la Ejecución de Proyectos.....	3-1
3.1	Régimen de COFIDE.....	3-1
3.1.1	Situación Actual.....	3-1
3.1.2	Contratación del Consultor.....	3-3
3.2	Planteamientos para el hallazgo de sub-proyectos.....	3-4
3.3	Lista de Sub-Proyectos.....	3-4
3.3.1	Componentes de Ahorro Energético.....	3-8
3.3.2	Componentes Diésel.....	3-12
3.4	Formulación del mecanismo para la formación de proyectos continuos.....	3-15
3.5	Extracción de Tareas o Problemas Pendientes.....	3-16
3.5.1	Resultados de las entrevistas con los fabricantes y usuarios finales.....	3-16
3.5.2	Problemas Pendientes y Medidas de Solución.....	3-17
4	Asistencia técnica.....	4-1
4.1	Componentes de bajo consumo de energía.....	4-1
4.1.1	Normas actuales de financiación.....	4-1
4.1.2	Elaboración de una lista de equipos.....	4-1
4.1.3	Otros Criterios Técnicos.....	4-8
4.1.4	Actualización de los criterios de financiación y revisión de RO.....	4-10
4.2	Componentes de diésel.....	4-10
4.2.1	Criterios actuales del préstamo.....	4-11
4.2.2	Normas EURO.....	4-11
4.2.3	Normas EURO y relación entre el motor y el combustible.....	4-12
4.2.4	Transición de Normas EURO en Perú.....	4-12
4.2.5	Estudio sobre la eficiencia del combustible.....	4-13
4.2.6	Desarrollo de normas de financiación.....	4-17

4.2.7	Método de cálculo de la reducción de emisiones de gas.....	4-17
5	Diagnóstico energético .....	5-1
5.1	Descripción .....	5-1
5.2	Diagnóstico energético a la empresa D.....	5-1
5.3	Diagnóstico energético a la empresa I .....	5-2
5.4	Diagnóstico energético a la empresa E .....	5-3
6	Análisis de los factores de impedimento y propuesta para la solución.....	6-1
6.1	Sobre el manejo del programa AIRE en COFIDE .....	6-1
6.2	Sobre Bionegocios .....	6-3
6.3	Sobre el grado de conocimiento de AIRE y Bionegocios .....	6-4
6.4	Conveniencia del Programa AIRE.....	6-7
6.5	Propuestas para la composición de proyectos.....	6-9
6.6	Conclusiones.....	6-10
7	Taller.....	7-1
7.1	Resumen General.....	7-1
7.2	Primera Parte .....	7-1
7.2.1	Resumen .....	7-1
7.2.2	Presentación y Argumento de las Discusiones.....	7-2
7.3	Segunda Parte .....	7-5
7.3.1	Resumen .....	7-5
7.3.2	Resumen de la Presentación .....	7-5
7.3.3	Resultado de las Encuestas .....	7-5
8	Recomendaciones.....	8-1
8.1	Corto plazo.....	8-1
8.1.1	Seguimiento de los proyectos piloto.....	8-1
8.1.2	Actividades de publicidad a IFIs y al usuario final.....	8-1
8.1.3	Redistribución del presupuesto para el componente de energía renovable.....	8-2
8.2	Mediano plazo.....	8-2
8.2.1	Sistemas de COFIDE .....	8-2
8.2.2	Actividades para los proyectos de eficiencia energética.....	8-2
8.3	Largo plazo .....	8-2
8.3.1	Distribución del presupuesto adecuado según el tamaño del mercado .....	8-3
8.3.2	Confirmación del estado actual del programa local y promoción de la implementación .....	8-3
8.3.3	Adaptación de los criterios técnicos al mercado.....	8-4

## ANEXOS

ANEXO 1	Lista de formularios de solicitud
ANEXO 2	Lista de datos de equipos recopilados
ANEXO 3	Propuesta de modificación del Reglamento Operativo
ANEXO 4	Resultado de diagnóstico energético de Empresa D (privado)
ANEXO 5	Resultado de diagnóstico energético de Empresa I (privado)
ANEXO 6	Resultado de diagnóstico energético de Empresa E (privado)



## Lista de Tablas

Tabla 1.1	Temas del Estudio .....	1-2
Tabla 2.1	Ejemplos de evaluación crediticia .....	2-1
Tabla 2.2	Casos de financiamiento de COFIDE.....	2-2
Tabla 2.3	Tasa de interés promedio del préstamo en bancos privados .....	2-2
Tabla 2.4	Financiamientos ejecutados.....	2-5
Tabla 2.5	Tasas de interés del crédito subordinado .....	2-6
Tabla 2.6	Proceso de Evaluación Crediticia en COFIDE.....	2-8
Tabla 2.7	Listado de las principales instituciones financieras privadas .....	2-10
Tabla 2.8	Resumen del proyectos de SECO.....	2-13
Tabla 2.9	Comparaciones del Programa de Financiamiento de JICA y KfW .....	2-14
Tabla 2.10	Resumen del Proyecto de la CAF.....	2-16
Tabla 3.1	Índice de Beneficios de COFIDE .....	3-1
Tabla 3.2	Lista de Candidatos a Sub-Proyectos .....	3-5
Tabla 3.3	Relación de Fabricantes y Usuarios Finales que realizaron la entrevista .....	3-17
Tabla 4.1	Resumen de la eficiencia del mercado y criterios de préstamo .....	4-3
Tabla 4.2	Lista de equipos (Caldera).....	4-4
Tabla 4.3	Lista de equipos (Aire acondicionado).....	4-5
Tabla 4.4	Lista de equipos (Equipos de Refrigeración Industrial) .....	4-7
Tabla 4.5	Equipos que garantizan un 10% o más de ahorro de energía .....	4-9
Tabla 4.6	Nivel de control de las emisiones de gases por cada estándar de las Normas EURO .....	4-11
Tabla 4.7	Presencia o ausencia de las respuestas a la encuesta en orden descendiente según el rendimiento de las ventas de vehículos en 2015 .....	4-14
Tabla 4.8	Respuestas de los Fabricantes por Región.....	4-15
Tabla 4.9	Datos recolectados sobre la eficiencia de los motores.....	4-16
Tabla 4.10	Valor de NOx por cada caso de actualización .....	4-17
Tabla 4.11	Valor de PM por cada caso de actualización .....	4-17
Tabla 5.1	Descripción del diagnóstico energético .....	5-1
Tabla 5.2	Resultados del diagnóstico energético.....	5-2
Tabla 5.3	Resultados del diagnóstico energético.....	5-3
Tabla 5.4	Resultado del Diagnóstico energético .....	5-4
Tabla 6.1	Financiamientos ejecutados del Programa AIRE .....	6-1
Tabla 7.1	Composición del Programa del Taller .....	7-1

## Lista de Figuras

Figura 1.1	Flujo General del Estudio .....	1-2
Figura 2.1	Tasa de interés promedio de préstamos en bancos privados (PEN).....	2-3
Figura 2.2	Tasa de interés promedio de préstamos en bancos privados (USD) .....	2-4
Figura 2.3	Resumen del Programa AIRE .....	2-4
Figura 3.1	Organigrama de COFIDE .....	3-3
Figura 4.1	Distribución de la eficiencia de calderas del mercado.....	4-3
Figura 4.2	Distribución de la eficiencia de aires acondicionados del mercado.....	4-4
Figura 4.3	Distribución de la eficiencia de equipos de refrigeración industrial del mercado .....	4-7
Figura 4.4	Marcas de Cerrificación LEED .....	4-9
Figura 4.5	Regiones que se benefician de EURO IV (izquierda); Proporción de la población nacional que accede a EURO IV (derecha) .....	4-13
Figura 4.6	Transición de Normas EURO y del suministro de combustible en Perú .....	4-13
Figura 4.7	Comparación de la eficiencia del combustible .....	4-16
Figura 6.1	Relación de los programas de AIRE y COFIDE.....	6-3
Figura 6.2	Material elaborado por COFIDE (1).....	6-5
Figura 6.3	Material elaborado por COFIDE (2).....	6-6
Figura 6.4	Materiales Explicativos de Bionegocios.....	6-6
Figura 7.1	Aspecto de las Discusiones.....	7-2
Figura 7.2	Presentación de COFIDE y los Participantes.....	7-5

## Siglas y Acrónimos

AIRE	Programa de Asistencia para la Infraestructura de Renovación Energética
AAP	Asociación Automotriz del Perú
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers
BBVA	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.
BCP	Banco de Crédito del Perú
BSFC	Brake Specific Fuel Consumption
CAF	Corporación Andina de Fomento
CCIPJ	Cámara de Comercio e Industria Peruano Japonesa
CER	Centro de Ecoeficiencia y Responsabilidad Social
CO	Carbón Monóxido
COFIDE	Corporación Financiera de Desarrollo S.A.
COP	Coefficient Of Performance
ESCO	Energy Service Company
GHG	Greenhouse Gas
GHP	Gas heat Pump
HC	Hidrocarbono
IFI	Intermediary Financial Institutions
JAMA	Japan Automobile Manufacturers Association, Inc.
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
LED	Light Emitting Diode
LEED	Leadership in Energy and Environmental Design
MEM	Ministerio de Energía y Minas
NO <sub>x</sub>	Nitrógeno Oxides
PM	Particulate Matters
RO	Reglamento Operativo
SECO	State Secretariat for Economic Cooperation
TSL	Two-Step-Loan

## 1 Trasfondo y Antecedentes del Estudio

### 1.1 Trasfondo del Estudio

El acelerado crecimiento económico registrado en los últimos años en el Perú prevé un aumento anual de 8,2% en la demanda eléctrica para el periodo 2013 - 2022, lo que apunta la necesidad de triplicar la capacidad actual de generación y suministro de energía eléctrica para el 2030<sup>1</sup>. Considerando esta apretada visión de la oferta y demanda de la energía eléctrica, JICA viene apoyando la eficiencia del sector energético del Perú con inversiones diversas destinadas principalmente a la iniciativa privada, en materia de eficiencia energética y energía renovable, a través de COFIDE (Corporación Financiera de Desarrollo S.A.), entidad ejecutora del proyecto de préstamo en yenes ejecutado por JICA bajo el nombre de “Programa de Asistencia para la Infraestructura de Renovación Energética (Programa AIRE<sup>2</sup>)” (Préstamo de Segundo Piso (Two-Step-Loan) firmado en octubre de 2012) (en adelante “el presente TSL, por sus siglas en inglés). El presente TSL es concedido primeramente como préstamo subordinado a la Institución Financiera Intermediaria (IFI: Intermediary Financial Institutions) que otorga a los usuarios finales y empresas privadas el financiamiento a mediano y largo plazo necesario para la implementación de sub-proyectos objeto del presente Préstamo. Los componentes objeto del préstamo subordinado son: 1) conversión del transporte público a gas natural, 2) compra de vehículos diésel de baja emisión de gases (en adelante “componente de diésel”), 3) difusión de la energía renovable, y 4) promoción de la eficiencia energética (en adelante “componente de eficiencia energética”).

### 1.2 Objetivo del Estudio

El presente Estudio tiene por objetivo ofrecer la asistencia necesaria para promover los componentes de diésel y de eficiencia energética en todo el proceso que se extiende desde el establecimiento del sistema de financiamiento hasta el desembolso del préstamo, a fin de impulsar el desarrollo del “Programa de Asistencia para la Infraestructura de Renovación Energética” actualmente en curso en el Perú, bajo el esquema de proyecto de préstamo en yenes.

### 1.3 Zona de Intervención del Estudio

El país objeto del presente Estudio es Perú. Se ha llevado a cabo una serie de estudio de campo particularmente en la ciudad de Lima donde se localiza COFIDE.

### 1.4 Temas del Estudio

Los temas del Estudio se muestran en la siguiente tabla.

---

<sup>1</sup> Ministerio de Energía y Minas - PERÚ Subsector Eléctrico 2012.

<sup>2</sup> AIRE: Programa de Asistencia para la Infraestructura de Renovación Energética

---

**Tabla 1.1 Temas del Estudio**

Tema	Contenido
(1) Finanzas	1) Apoyo a COFIDE. Promoción de los procedimientos internos. Análisis de los factores de impedimento.
	2) Apoyo a las Instituciones Financieras Intermediarias (IFI) (evaluación, etc.)
	3) Apoyo a las empresas que acceden al financiamiento (elaboración de la solicitud de aplicación).
(2) Promoción de la ejecución del proyecto	4) Apoyo al empleo de consultores por parte de COFIDE.
	5) Promoción de la ejecución del proyecto (ahorro de energía + diésel).
	6) Realización del diagnóstico energético.
(3) Actualización de requisitos técnicos	7) Clarificación de los criterios para la determinación del sujeto del préstamo (ahorro de energía + diésel). Método de certificación de la eficiencia energética en un 10% del componente de eficiencia energética. Actualización de las condiciones de financiamiento para camiones y autobuses de baja emisión.

Fuente: Elaborado por la Misión de Estudio.

## 1.5 Flujo del Estudio

El Estudio fue llevado a cabo entre los primeros días de marzo y fines de diciembre de 2016. El flujo general del Estudio es como se describe a continuación.

Trabajos	2016												2017		
	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero			
<b>Contenido del Trabajo</b>															
<b>1. Primera Etapa de Trabajo en Japón</b>															
Recopilación, ordenamiento y análisis de datos disponibles.	■														
<b>2. Primera Etapa de Trabajo en Perú</b>															
Asistencia a los trámites para la contratación de consultores.		■													
Verificación del grado de avance y del modo de proceder en los componentes de eficiencia energética y de diésel.		■													
Asistencia a la formación de sub-préstamos en el componente de eficiencia energética (visitas a las empresas).		■													
Asistencia a la formación de sub-préstamos en el componente de diésel (visitas a las empresas).		■													
Actualización de requisitos técnicos.		■													
<b>3. Segunda Etapa de Trabajo en Japón</b>															
Ordenamiento de los resultados del Estudio y preparativos para la Segunda Etapa de Trabajo en Perú.				■											
<b>4. Segunda Etapa de Trabajo en Perú</b>															
Asistencia a la formación de sub-préstamos en el componente de eficiencia energética (visitas a los usuarios finales).					■										
Asistencia a la formación de sub-préstamos en el componente de diésel (visitas a los usuarios finales).					■										
Realización del diagnóstico energético.						■									
<b>5. Tercera Etapa de Trabajo en Japón</b>															
Ordenamiento de los resultados del Estudio y preparativos para la Tercera Etapa de Trabajo en Perú.							■								
<b>6. Tercera Etapa de Trabajo en Perú</b>															
Verificación del grado de avance de cada proyecto.														■	
Actualización de requisitos técnicos.														■	
Análisis de los factores de impedimento.														■	
Realización del Taller.														■	
<b>7. Cuarta Etapa de Trabajo en Japón</b>															
Elaboración del Borrador del Informe Final.															■
Elaboración del Informe Final.															■

Fuente: Elaborado por la Misión de Estudio.

**Figura 1.1 Flujo General del Estudio**

## 2 Sistema de Financiamiento de COFIDE

### 2.1 Condiciones de financiamiento de COFIDE y de los bancos en Perú

Previo al Estudio se ha verificado la calificación crediticia, la situación del financiamiento así como la tasa de interés promedio en préstamo manejada actualmente por COFIDE y los principales bancos del Perú. A continuación, y de acuerdo con el resultado de esta tarea de verificación, se identifican en la siguiente sección del presente Informe los desafíos que enfrenta el sistema de financiamiento del programa AIRE.

#### (1) Calificación crediticia

Se llevó a cabo un estudio comparativo de COFIDE, el gobierno peruano (Bonos del Estado) y BCP<sup>3</sup> debido a que la calificación crediticia de los bancos afecta a la capacidad de financiamiento de los mismos. Tal como se describe a continuación, BCP es el mayor banco por nivel de activos de Perú. La calificación crediticia de las respectivas instituciones a la fecha de septiembre de 2016 es como se muestra a continuación. La evaluación crediticia de S&P en moneda extranjera para COFIDE, el gobierno peruano y BCP presentan condiciones similares de financiamiento con calificaciones BBB+, BBB+ y BBB respectivamente.

**Tabla 2.1 Ejemplos de evaluación crediticia**

Institución	Particular	Standard & Poor's	Fitch	Moody's
COFIDE	Foreign Long Term	BBB+	BBB+	Baa2
	Local Long Term	BBB+	A-	Baa2
	Outlook	Stable	Stable	Stable
Gobierno del Perú	Foreign Long Term	BBB+	BBB+	A3
	Local Long Term	A-	A-	A3
	Outlook	Stable	Stable	Stable
BCP	Foreign Long Term	BBB	A-	Baa1
	Local Long Term	BBB	A-	Baa1
	Outlook	Stable	Stable	Stable

Fuente: Informaciones públicas de COFIDE, MEF y BCP (2016)

#### (2) Situación de la captación de fondos

La tasa de interés ofrecida por la banca al cliente se fija tomando en consideración la solvencia del cliente en función de la tasa de interés sobre los préstamos. En atención a esto, procedió a verificar la situación de la captación de fondos de COFIDE y de los demás bancos privados del país.

El fondeo de COFIDE proviene principalmente de la emisión de bonos. A continuación, se detallan los ejemplos referentes a las condiciones de emisión de bonos de COFIDE. (La emisión de bonos se efectuó en mayo de 2016). COFIDE ofrece préstamos con bajo interés particularmente en dólares americanos debido al bajo tipo de interés LIBOR de los últimos años. La Tabla da a conocer que los préstamos en soles peruanos se ofrecen también a un bajo tipo de interés.

---

<sup>3</sup> BCP : Banco de Crédito del Perú

Debido a que la calificación crediticia de los bancos comerciales de Perú es prácticamente igual a la de COFIDE (o más bien, la calificación crediticia de los grandes bancos como BCP es un tanto mayor a la de COFIDE según la agencia de calificación de riesgos), se estima que la condición de captación de fondos es también prácticamente igual a la de COFIDE.

**Tabla 2.2 Casos de financiamiento de COFIDE**

Moneda	Monto (millón.)	Cupón	Madurez
USD	500,0	3,25%	15 Jul 2019
	600,0	4,75%	15 Jul 2025
	300,0	5,25%	15 Jul 2029
PEN	32,375	4,80%	17 Jul 2016
	100,0	5,35%	30 Abr 2043
	78,445	5,65%	30 Ene 2020

Fuente: Base de Datos de Cbonds (Cbonds.com, 2016)

(3) Tasa de interés del préstamo de los bancos

En la siguiente sección se expone la tasa de interés promedio en préstamos de los bancos privados de Perú destinados a las empresas a fin de confirmar la competitividad de la tasa de interés del préstamo ofrecido en el marco del Programa AIRE. La Tabla de abajo muestra la tasa de interés promedio en préstamos de las respectivas instituciones.

**Tabla 2.3 Tasa de interés promedio del préstamo en bancos privados**

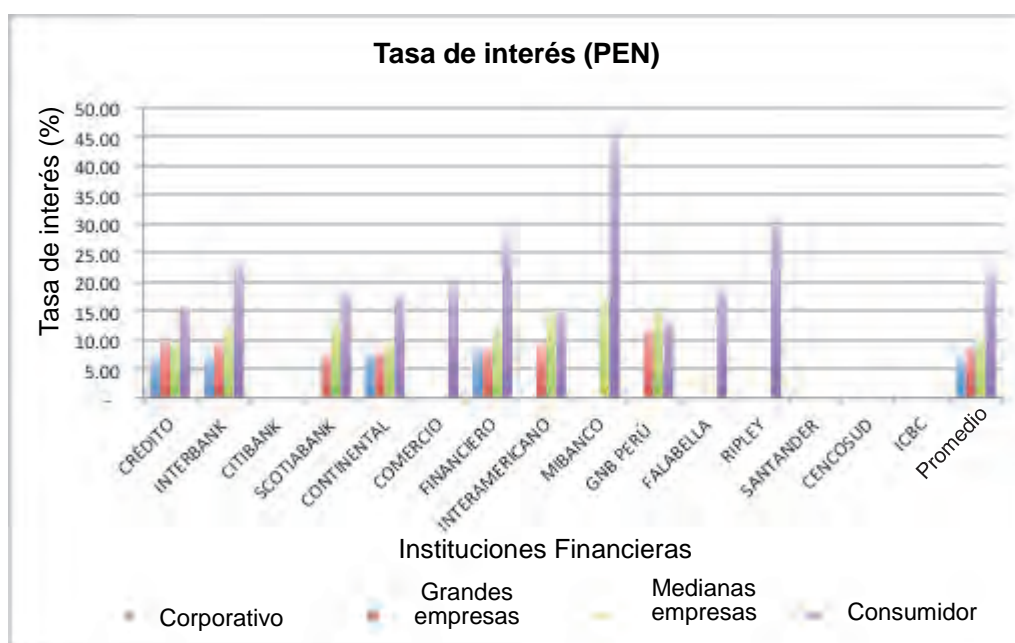
TASAS DE INTERÉS ACTIVAS EN MONEDA NACIONAL Y EXTRANJERA (% EN TÉRMINOS EFECTIVOS ANUALES)  
AVERAGE INTEREST RATES - DOMESTIC AND FOREIGN CURRENCY (% ANNUAL EFFECTIVE RATES)

PROMEDIO ÚLTIMOS 30 DÍAS ÚTILES AL 13 septiembre 2016/  AVERAGE, LAST 30 BUSINESS DAYS ON September 13 2016	MONEDA NACIONAL / DOMESTIC CURRENCY						MONEDA EXTRANJERA / FOREIGN CURRENCY					
	CORPORATIVOS CORPORATE		GRANDES EMPRESAS/ BIG COMPANIES		MEDIANAS EMPRESAS/ MEDIUM ENTERPRISES		CORPORATIVOS CORPORATE		GRANDES EMPRESAS/ BIG COMPANIES		MEDIANAS EMPRESAS/ MEDIUM ENTERPRISES	
	PRÉSTAMOS / LOANS		PRÉSTAMOS / LOANS		PRÉSTAMOS / LOANS		PRÉSTAMOS / LOANS		PRÉSTAMOS / LOANS		PRÉSTAMOS / LOANS	
	Promedio Average	Más de 360 días More than 360 days	Promedio Average	Más de 360 días More than 360 days	Promedio Average	Más de 360 días More than 360 days	Promedio Average	Más de 360 días More than 360 days	Promedio Average	Más de 360 días More than 360 days	Promedio Average	Más de 360 días More than 360 days
<b>EMPRESAS BANCARIAS</b>	<b>5.99</b>	<b>6.78</b>	<b>7.15</b>	<b>8.42</b>	<b>10.61</b>	<b>10.43</b>	<b>3.58</b>	<b>5.48</b>	<b>5.46</b>	<b>5.88</b>	<b>7.31</b>	<b>6.15</b>
CRÉDITO	6.02	6.51	7.67	9.71	10.04	9.51	3.70	6.65	5.19	5.50	6.44	5.55
INTERBANK	6.29	6.82	7.43	9.21	10.60	12.01	5.29	6.50	5.46	5.59	7.63	7.38
CITIBANK	7.59	-	6.37	-	6.15	-	2.17	-	2.82	-	3.23	-
SCOTIABANK	5.25	-	6.35	7.25	10.97	12.93	1.49	1.24	3.91	4.51	7.10	7.28
CONTINENTAL	5.46	7.59	6.58	7.79	11.76	9.62	2.81	-	6.55	5.66	9.30	8.06
COMERCIO	-	-	11.08	-	12.36	-	-	-	9.47	-	12.81	-
FINANCIERO	8.02	8.18	8.24	8.09	10.85	11.20	4.72	4.78	6.66	6.75	9.23	8.79
INTERAMERICANO	7.06	-	8.04	9.03	9.75	14.06	5.42	7.00	6.34	9.00	8.02	8.19
MIBANCO	-	-	-	-	17.32	16.66	-	-	-	-	15.14	14.03
GNB PERÚ	8.10	-	10.35	11.56	11.71	14.78	2.36	-	5.55	6.50	7.28	6.91
FALABELLA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RIPLEY	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SANTANDER	8.26	-	8.01	-	7.11	-	5.30	-	5.08	7.38	5.53	4.91
AZTECA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CENCOSUD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ICBC	-	-	-	-	-	-	2.21	-	-	-	7.46	7.46

Fuente: Superintendencia de Banca, Seguros y AFP

Fuente: Superintendencia de Banca, Seguros y AFP (2016)

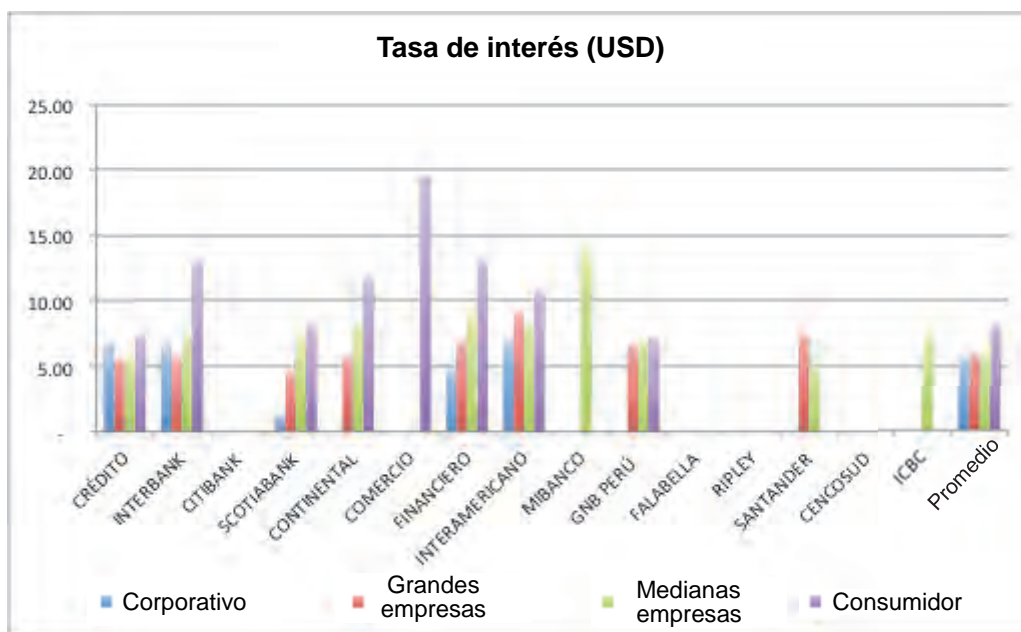
Una vista general de las condiciones de financiamiento en los bancos privados destinados a los usuarios finales, permite saber que los préstamos de los bancos se caracterizan por la gran variación en la tasa de interés según la escala y la solvencia de la empresa así como por la diferencia relativamente grande en la tasa de interés entre los bancos intermediarios. En el caso de la empresa de mediana escala, la tasa de interés promedio ponderada para un financiamiento de más de 1 año en dólares americanos y en sol peruano es de 6,15% y 10,43% respectivamente. La tasa de interés del préstamo de COFIDE no se encuentra publicada. Esto se cree que se debe a que la tasa de interés de COFIDE varía significativamente según los diversos factores que rodean al proyecto como ser su contenido, el riesgo crediticio del prestatario y/o ambiente de mercado al momento del préstamo ya que COFIDE, como institución financiera gubernamental, financia aquellos proyectos de alto riesgo no tratados por los bancos privados (por ejemplo, préstamos de largo plazo), lo que por consiguiente impide la publicación de la tasa de interés con la que opera. De entre la Tabla 2.3, la representación gráfica de la tasa de interés de los préstamos de más de 360 días que prevén ser canalizados a los proyectos de préstamo en yenes de JICA es como sigue.



Fuente: Elaborado por la Misión de Estudio

**Figura 2.1 Tasa de interés promedio de préstamos en bancos privados (PEN)**





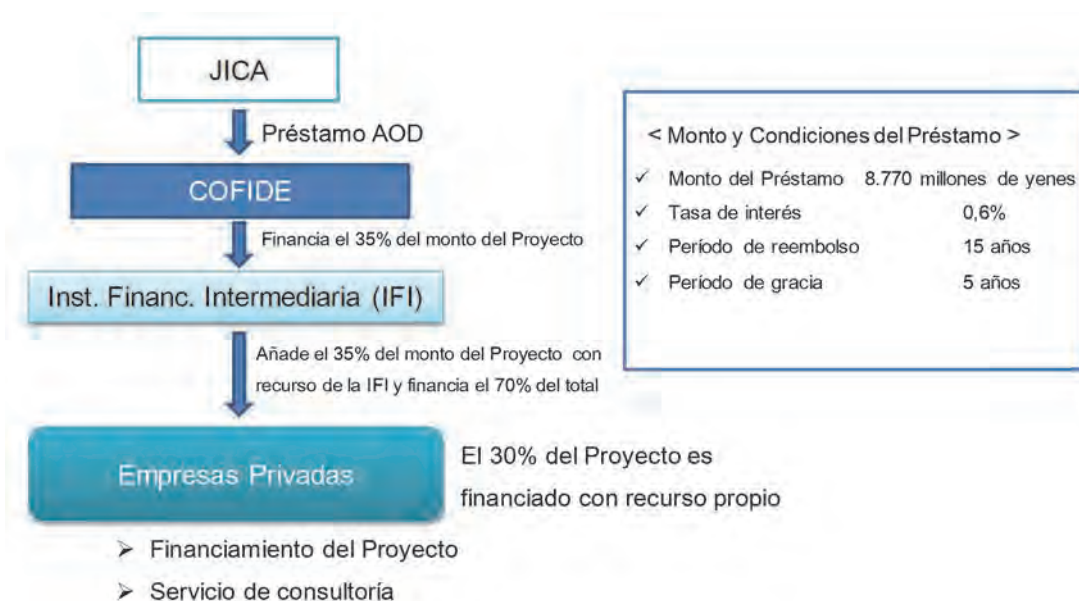
Fuente: Elaborado por la Misión de Estudio

**Figura 2.2 Tasa de interés promedio de préstamos en bancos privados (USD)**

## 2.2 Situación actual del Programa AIRE

### (1) Resumen del Programa

La Figura 2.3 describe el resumen del Programa AIRE. COFIDE otorga a IFI un préstamo subordinado equivalente al 35% del monto total del proyecto con recursos provenientes de JICA, a la cual IFI añade el 35% para financiar a los usuarios finales en un 70% del monto total. El 30% restante es costeado con recursos propios del usuario final.



Fuente: Elaborado por la Misión de Estudio

**Figura 2.3 Resumen del Programa AIRE**

(2) Financiamientos ejecutados

La Tabla siguiente muestra los financiamientos ejecutados en el marco del Programa AIRE a la fecha de noviembre de 2016. El Programa AIRE dispone de líneas de crédito de USD 83,32 millones para préstamos subordinados y de USD 4,38 millones para servicios de consultoría.

**Tabla 2.4 Financiamientos ejecutados**

Componente	Monto original del préstamo	Aprobado		Balanza	Usuarios finales del sub-proyecto
	(USD millón)	(USD millón)	(%)	(USD millón)	
Autobuses propulsados por gas natural	8,33	3,35	40,2%	4,98	ET La Unidad Villa ET San Felipe Hermanos Tume
Energía Renovable	41,66	41,66	100,0%	0,00	Eje Junín Maple Etanol Eolic Park
Diésel de Baja Emisión	8,34	8,34	100,0%	0,00	Transportes Cruz del Sur S.A.C.
Eficiencia Energética	24,99	0,00	0,0%	24,99	
Total	83,32	53,34	64,0%	29,98	- USD 83,32 millones Excluyendo el empleo del consultor (ex rate; USD 1 =100 yenes) - JPY 8.770 millones incluyendo el empleo del consultor

Fuente: Elaborado por la Misión de Estudio

Si bien se han ejecutado el 64% del total del préstamo en yenes a excepción del componente de consultoría, el desembolso en el componente de eficiencia energética aún no se ha efectuado hasta la fecha.

En tanto que la entrevista realizada a COFIDE dio a conocer que las modificaciones en la asignación de estos recursos no acarrearán problema alguno. En el Reglamento Operativo (RO) del Programa AIRE se establece también que los recursos podrán ser redistribuidos según las necesidades que se presenten. Por ejemplo, será posible reasignar los recursos del componente de eficiencia energética al componente de diésel que ha agotado sus recursos.

### 2.3 Desafíos en el Sistema de Financiamiento

Se ha realizado el diagnóstico de la situación actual y la identificación de desafíos acerca de las condiciones de préstamo, periodo de evaluación para el financiamiento y otros servicios ofrecidos por el Programa AIRE. Se efectuó además una serie de entrevista a las IFIs a través de la cual se pudo verificar el nivel de reconocimiento del programa AIRE, así como la situación de la ejecución de los proyectos de eficiencia energética.

### 2.3.1 Condiciones de préstamo del Programa AIRE

#### (1) Tasa de interés del préstamo

JICA otorga a COFIDE préstamos en yenes en el marco del Programa AIRE a un interés anual de 0,6%, en tanto que COFIDE canaliza estos recursos a IFI en dólares o en soles peruanos, estando cada IFI facultado a otorgar a los usuarios finales, préstamos en dólares o en nuevos soles. La Tabla de abajo muestra las tasas de intereses establecidas en el presente esquema de préstamo subordinado. Estos datos son nada más que ejemplos de préstamos individuales. Las condiciones financieras difieren según el tipo de proyecto.

Este costo de swap de 3,8% en dólares y 7,57% en soles se encuentra, en el caso del dólar, dentro del rango del financiamiento normal (3,25 a 5,25%) comparada con la situación de financiamiento de COFIDE anteriormente señalada (Tabla 2.2), mientras que en el caso del sol peruano la tasa de interés se vuelve más elevada que el financiamiento normal que oscila entre 4,80% y 5,65%, lo que supone que la tasa de interés final al cliente se volverá más cara que la del crédito normal. Por lo general, aquellas empresas de gran escala pueden acceder a préstamos de bajo interés por la alta solvencia que mantienen. Tal es así que los préstamos en soles, que no pueden ofrecer un bajo tipo de interés, se dirigen inevitablemente a las empresas de baja solvencia.

**Tabla 2.5 Tasas de interés del crédito subordinado**

Particular	JICA-COFIDE	COFIDE (Después del canje a otra moneda)		COFIDE-IFI		IFI-Usuario final		
		USD	SOL	USD	SOL	USD	SOL	
Moneda	Yen	USD	SOL	USD	SOL	USD	SOL	
Tasas de interés (%)	0,6%	3,8%	7,57%	6,9%	n/d	7,25-8,50%	13,0-15,0%	
Ejemplo	Acuerdo de Préstamo	Costo de canje: 3,20% (de Yen a Dólar)	Costo de canje: 3,77% (de Dólar a SOL) Costo Total de Canje: 7,57% (de Yen a SOL)	Proyecto de Sur	Cruz	n/d	Proyecto de Energía Renovable	Proyecto de Gas Natural

Fuente: Elaborado por la Misión de Estudio en base a los datos de COFIDE (2016).

Aunque en el acuerdo concertado entre JICA y COFIDE para la formulación del presente TSL no se indica explícitamente sobre el tipo de interés del préstamo que el usuario final tendría que pagar, se está tratando de establecer condiciones para el préstamo subordinado (tasa de interés inferior al del mercado) que aproveche las condiciones favorables del Préstamo en yenes y promueve además la eficiencia energética a los usuarios finales.

Al considerar el costo de swap arriba señalado, se cree que resultará difícil ofrecer al cliente una “tasa de interés menor a la del mercado” particularmente para el caso del préstamo en soles. Aun así, los proyectos de gas natural implementados hasta la fecha fueron financiados en soles peruanos, y de ahí que se conjetura que se están pudiendo ofrecer préstamos en condiciones competitivas según la solvencia crediticia del cliente.

(2) Presentación previa de las condiciones de préstamo al cliente

La presentación previa del tipo de interés al cliente es un factor importante para incitar al cliente a considerar el uso del presente Programa, ya que por lo general el cliente elige al banco prestamista luego de comparar las diversas tasas de intereses que se ofertan en el mercado financiero.

Tal como se expone precedentemente, la tasa de interés final del préstamo otorgado a los beneficiarios últimos difiere mucho según diversos factores como ser: solvencia del usuario, riesgo del sub-proyecto, plazo del préstamo, riesgo crediticio de las IFIs y tiempo del préstamo, siendo significativa la diferencia entre estos factores. Por lo tanto, a los usuarios finales les es difícil prever y contemplar la situación del financiamiento, ya que son limitados los proyectos que reúnan previamente datos e informaciones que cumplan con las condiciones financieras establecidas, además de que a COFIDE le es difícil también presentar cierto rango de condiciones de los préstamos que ofrece por temor a generar juicios errados en los usuarios finales. Por su parte, los bancos privados obviamente anuncian las condiciones del préstamo que ofrecen a los usuarios finales, tal es así que, se podría decir que estos datos podrán servir de referencia en caso también de que los bancos comerciales reciban e intermedien los recursos de COFIDE a los usuarios finales, así como en caso de que los usuarios finales consideren acceder al préstamo ya que les servirán de referencia en el momento estimar las condiciones de financiamiento.

Estas limitaciones en la presentación previa de las condiciones de tipo de interés al cliente vienen a ser uno de los factores que dificultan al cliente el uso del Programa AIRE.

(3) Periodo de reembolso y periodos de gracia

COFIDE establece el periodo de reembolso y el periodo de gracia de manera individual y de acuerdo cada sub-proyecto, por lo que no efectúa determinados establecimientos previos. Sin embargo, por lo general el periodo para el reembolso de los préstamos se establece a través de la vida de los activos depreciables y los periodos de gracia según el periodo de construcción e instalación.

(4) Distribución de Riesgos

Debido a que en el esquema de financiamiento de COFIDE, la Corporación garantiza el 50% de los préstamos otorgados por las IFI a los usuarios finales, COFIDE asume el 50% del riesgo de los bonos en caso de que el prestatario incurra en el incumplimiento de pago.

Además de éste esquema ordinario, existen también casos en que COFIDE, aparte de financiar el 50% del préstamo, emite la garantía sobre el riesgo del 50% asumido por IFI (es decir COFIDE asume el 100% de los riesgos). No obstante, cabe señalar que se trata de un caso inusual, indicándose la política de no otorgar este tipo de esquema a partir del 2017.

### 2.3.2 Periodo de Revisión del Préstamo

En el caso del préstamo de segundo piso (TSL), este préstamo podría resultar dificultoso para los usuarios finales debido a su largo periodo de evaluación comparado con los créditos otorgados

normalmente por la banca privada, ya que este préstamo se efectúa en dos etapas a través de COFIDE e IFI. El presente Estudio ha realizado de la siguiente manera una encuesta acerca del tiempo requerido para el proceso de evaluación y desembolso en COFIDE. Por lo general, el proceso de evaluación y desembolso de los préstamos se efectúa siguiendo el cronograma mostrado en la siguiente Tabla.

**Tabla 2.6 Proceso de Evaluación Crediticia en COFIDE**

Proceso	Tiempo requerido
Evaluación del Plan de Negocios y evaluación crediticia. (No obstante, una parte de ella se superpone con el periodo de evaluación efectuada por IFI. Incluye notificaciones a IFI).	Tiempo requerido: 2 meses
Gestiones internas de COFIDE para la aprobación del financiamiento.	Tiempo requerido: 1 mes
Elaboración del contrato de garantía, verificación del establecimiento de la hipoteca, aprobación del contrato, acciones de back-office de COFIDE.	Tiempo requerido: 1 mes
Desembolso.	Tiempo requerido: 1 mes
Total (excepto la evaluación preliminar en IFI).	Total tiempo requerido: 5 meses

Fuente: Elaborado por la Misión de Estudio en base a los datos de COFIDE (2016)

En la mayoría de los casos (BCP, Scotia Bank) y aunque depende también del tipo de proyecto que se solicite, el tiempo requerido desde la evaluación en los bancos privados hasta el primer desembolso del préstamo oscila entre los 2 a 3 meses. La velocidad de este proceso, según las opiniones recogidas, responde a los deseos de los usuarios finales. Este periodo de evaluación es aún más corto en algunos bancos, existiendo casos en que ha sido de un mes. Se considera largo el periodo de evaluación del préstamo de COFIDE que tarda al menos 6 meses atendiendo que el contenido de las evaluaciones y gestiones llevadas a cabo en los bancos privados no distan mucho de los que realiza COFIDE. Sin embargo, hubo también casos en los que el proceso de evaluación de un proyecto cofinanciado por Scotia Bank y COFIDE (casos ajenos a los proyectos de AIRE) fue realizado en un tiempo similar a los de los bancos privados (2 a 3 meses).

Se cita como una de las razones que alargan el proceso de evaluación en COFIDE, el tiempo empleado en el proceso interno para las gestiones de elaboración del contrato, aprobación y desembolso. La entrevista a los usuarios finales dio a conocer que el tiempo que tarda estas gestiones es también motivo por el cual algunos usuarios finales evitan el uso del programa de financiamiento, convirtiéndose esta en uno de los desafíos para la promoción de los préstamos. Cabe señalar la evaluación de COFIDE se efectúa de manera paralela a la de los bancos privados.

La evaluación efectuada por COFIDE se lleva a cabo paralelamente a la de los bancos privados. Esto indica que el prolongado periodo de la evaluación para el préstamo no se debe a que la misma se lleva a cabo en dos etapas, sino a que simplemente el largo periodo de evaluación en COFIDE se ha convertido en el cuello de botella de este proceso. Tal es así que, para lograr una mayor difusión del Programa AIRE es necesario simplificar el proceso interno administrativo de COFIDE y acortar el periodo de evaluación, tal como se señala en los puntos precedentes.

### 2.3.3 Servicio de apoyo a usuarios finales

Si bien, el Programa AIRE inicialmente tenía proyectado ofrecer servicios de apoyo a los usuarios finales a través de la contratación de consultores. Sin embargo, la contratación de la consultora se llegó a realizar por un periodo corto de tiempo, aunque este contrato ha terminado por razones de la consultora sin que se hayan desarrollado actividades que den lugar a la formación de proyectos. Además, tanto el gerente responsable como el encargado del Programa AIRE no disponen de conocimientos técnicos dado a que no se especializan en el tema ambiental. Por esa razón, es difícil pensar que COFIDE esté realizando una suficiente toma de decisiones de la necesidad de financiamiento, así como el asesoramiento a los usuarios finales basados en informaciones técnicas y conocimientos especializados.

Así también, se viene apuntando la falta de personal y conocimientos en el sector de eficiencia energética del Perú, lo que dificulta, a excepción de algunos consultores, la provisión de asesoramientos técnicos y financieros a los usuarios finales sobre instalaciones y equipos de última generación. Por consiguiente, en un financiamiento para las PyMEs con recursos humanos limitados tanto dentro como fuera de COFIDE como son ingenieros electro-mecánicos con conocimientos en eficiencia energética y expertos capaces de tomar decisiones de inversión y/o expertos técnicos y financieros capaces de asistir a la decisión de financiamiento, es difícil una adecuada atención de los sub-proyectos.

De esta manera, se cree que uno de los desafíos para el desarrollo del presente Proyecto consiste en que tanto las financieras como los usuarios finales no disponen de suficientes conocimientos ni tampoco de servicios de asesoramiento para atender y complementar esta carencia.

### 2.4 Resultado de la entrevista a las Instituciones Financieras Intermediarias

Se ha llevado a cabo una serie de entrevistas a las Instituciones Financieras Intermediarias vinculadas al presente TSL a fin de verificar el reconocimiento del Programa AIRE, así como la situación de manejo de los proyectos de eficiencia energética. A continuación, se presenta una breve reseña de las principales instituciones financieras del Perú. La Tabla 2.7 muestra el listado de las principales instituciones financieras privadas que operan en Perú, en la que se percibe que los cuatro primeros bancos con activos totales superiores difieren de los demás en cuanto a escala financiera.

**Tabla 2.7 Listado de las principales instituciones financieras privadas**

(000s soles)

#	Company	# of Employees	Total Asset	Financial Revenue	Net Income	Annualized Net Income / Average Equity (%)
1	B. de Crédito del Perú (con sucursales en el exterior)	20,035	119,264,609	5,976,282	1,887,305	23.31
2	B. BBVA Continental	5,617	78,380,699	3,298,958	860,982	21.45
3	Scotiabank Perú (con sucursales en el exterior)	5,657	55,121,202	2,549,406	734,042	17.07
4	Interbank (con sucursales en el exterior)	7,215	42,433,327	2,642,570	555,026	22.98
5	B. Interamericano de Finanzas	1,416	12,644,520	598,028	68,934	12.48
6	Mibanco	10,279	11,199,924	1,371,305	179,982	19.18
7	B. Financiero	1,816	9,035,016	553,273	24,017	8.16
8	Citibank	412	6,593,308	268,460	62,709	11.13
9	B. Santander Perú	87	5,327,118	151,590	43,793	12.16
10	Banco GNB	563	4,981,036	257,976	32,137	8.07
11	B. Falabella Perú	2,479	4,953,849	741,736	66,037	15.74
12	B. Ripley	1,694	2,116,607	410,001	46,911	18.50
13	B. de Comercio	681	1,781,234	128,259	22,106	15.02
14	B. Cencosud	823	721,564	167,667	(671)	5.13
15	B. Azteca Perú	2,257	718,099	212,515	11,041	11.64
16	Mitsu Auto Finance	173	658,990	73,167	19,861	16.59
17	B. ICBC	48	407,964	9,618	(6,717)	(11.47)

As of Data in Aug 2016

Fuente: Elaborado por la Misión de Estudio en base a los datos de Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú (2016).

En las entrevistas realizadas, las razones por las que los bancos privados (como ser BCP) operan con COFIDE se deben a que: a) las condiciones de financiamiento de COFIDE suelen ser ventajosas para algunos casos de proyectos que requieren de préstamos de largo plazo y de gran cuantía, b) toman en cuenta la dispersión de los riesgos del proyecto (ya que el banco privado por sí solo no asume el riesgo crediticio del prestatario) y c) podría prometer el aumento de la solvencia de los proyectos de financiamiento. El resultado de este estudio realizado a los bancos privados, dan a conocer que la ventaja de trabajar con COFIDE no reside en las condiciones de financiamiento, sino más bien reside fuertemente en la diversificación de la fuente financiera, la respuesta a los proyectos de gran escala que requieren de grandes recursos y en el complemento del riesgo crediticio. Asimismo, los principales proyectos financiados por COFIDE consisten en proyectos de inversión y/o proyectos de desarrollo de infraestructuras con periodo de reembolso relativamente largo implementados por las empresas relativamente grandes.

Se presenta además una breve descripción sobre las principales IFI y principales instituciones financieras relacionadas en el marco del Programa AIRE.

(1) Mitsui Auto Finance Perú S.A.

Mitsui Auto Finance Perú S.A. es una empresa financiera del Perú financiado por la empresa Mitsui & Co., Ltd. (en adelante “la Mitsui”), siendo ésta la mayor financiera japonesa que opera en el país. La empresa otorga créditos personales a sectores de ingreso medio y leasing a las empresas.

El financiamiento se lleva a cabo bajo la solvencia de la Sede de la Mitsui en dólares o en soles peruanos a los que se pueden acceder en el mercado bajo condiciones similares. No obstante,

actualmente MAF no cuenta con clientes que acceden a créditos vehiculares que alcancen los niveles de millones de dólares. Aunque el crédito puede ser entregado también en yenes, esta operación genera un costo adicional debido a que surge la necesidad de efectuar el canje de divisas (swap de divisas) para convertir el yen japonés a soles peruanos. En la confirmación hecha a la financiera Mitsui sobre la posibilidad de aplicar el Programa AIRE, la empresa ha respondido que “habría que revisar primeramente las condiciones para el préstamo como ser la tasa de interés”.

(2) Scotiabank

Scotiabank Perú forma parte de The Bank of Nova Scotia con sede en Canadá, calificado como uno de los cuatro mejores bancos con mayor presencia y proyección en el sector financiero del Perú. El banco viene trabajando con COFIDE bajo un esquema de cofinanciamiento, principalmente en infraestructura, así como en proyectos ambientales. Sin embargo, Scotiabank no participa en los proyectos ejecutados en el marco del Programa AIRE debido a que desconocen sobre su existencia, aunque sí mostraron interés en participar de él dependiendo del tipo de proyecto que se presente. Se cree que posee competitividad en las condiciones finales de financiamiento ya que el banco se financia del mercado, además de Canadá y de su sede en los Estados Unidos.

En el pasado, Scotiabank ha suscrito contrato de préstamo con COFIDE para el financiamiento de otros proyectos, lo que motivado a Scotiabank a interesarse por el Programa AIRE. De hecho, el Taller organizado por el presente Estudio ha contado con la participación de tres oficiales del banco, por lo que actualmente COFIDE está realizando las gestiones necesarias para lograr su vinculación con los usuarios finales.

(3) Interbank

Interbank es uno de las cuatro principales instituciones del Perú ubicándose en la cuarta posición en activos totales. El departamento del oficial entrevistado, no ha tenido prácticamente contacto con COFIDE debido a que financia principalmente a las PyMEs. De acuerdo con el banco, el tamaño de los proyectos de un millón de dólares a los que se orienta COFIDE no se adecuan a las PyMEs, ya que los proyectos de las PyMEs operados por Interbank son de aproximadamente 200 mil dólares. La tasa de interés final de los créditos otorgados a las PyMEs en soles oscilan entre 8 a 12%, que según los datos obtenidos estos valores oscilan por lo general entre 13 y 19% en soles y entre 7 y 9% en dólares.

(4) BCP

BCP es el mayor banco comercial del Perú que pone disposición de los usuarios peruanas una línea de crédito ambiental (Green Credit Line) para proyectos medio ambientales. Aunque mantienen operaciones conjuntas con la Secretaría de Estado para Asuntos Económicos de Suiza (SECO), no



conocían sobre la existencia de COFIDE y el Programa Bionegocios<sup>4</sup>.

El Programa AIRE de COFIDE, vista desde la mirada del BCP: a) podría encarecer la tasa de interés final a los usuarios finales, y b) el largo periodo de evaluación del crédito de COFIDE no responde a la velocidad de los usuarios finales. Durante el desarrollo del presente Estudio, no se llegó a concretar negociación alguna acerca de proyectos específicos entre COFIDE y el BCP.

(5) BBVA Continental

BBVA es la unidad peruana del español BBVA que se ubica en la segunda posición en activos totales. Igualmente, la BBVA tampoco tenía conocimiento sobre el Programa AIRE, pero han manifestado el interés de consultar sobre las condiciones de financiamiento de COFIDE, así como sobre la oportunidad de negocios con los usuarios finales. (La BBVA no ha participado del Taller)

(6) Bancolombia

Bancolombia es la sucursal peruana del colombiano Bancolombia. Esta unidad en Perú desarrolla cuatro operaciones (funciones): oficina de representación, arrendamiento financiero, arrendamiento operativo y servicios fiduciarios, a los que se suma además el financiamiento corporativo.

Bancolombia otorga únicamente créditos en dólares y no en soles peruanos. Asimismo, las empresas a las que financia Bancolombia son por lo general de gran escala. Bancolombia, que se ha mostrado interesado por el crédito vehicular, señaló la intención de entrevistarse con COFIDE en caso de que surja la oportunidad de hacerlo, aunque hasta la fecha la realización de este encuentro no se ha llegado a confirmar.

(7) State Secretariat for Economic Cooperation (SECO)

La SECO es un programa de apoyo a los países en desarrollo en materia de medidas medioambientales llevado a cabo bajo la competencia del gobierno suizo. En la Tabla de abajo se muestra una breve descripción del proyecto financiado con la Línea de Crédito Ambiental (LCA) ejecutado actualmente por SECO.

---

<sup>4</sup> Bionegocios es el nombre de la línea de crédito ambiental de COFIDE, el cual es utilizado para la explicación sobre el programa de financiamiento otorgado por COFIDE a las Instituciones Financieras Intermediarias y/o usuarios finales. La fuente de financiamiento del Programa Bionegocios provienen también del préstamo de la AOD de JICA y del programa de financiamiento del KfW. COFIDE distribuye su fuente de financiamiento según el contenido del proyecto presentado por el usuario final.

---

**Tabla 2.8 Resumen del proyectos de SECO**

Nombre del Proyecto	Línea de Crédito Ambiental
Países considerados	Vietnam, Colombia, Perú.
Duración	2009 – 2018 (10 años)
Monto del Proyecto	Total USD 5 millones, de los cuales USD 2 millones corresponde a la garantía y USD 3 millones se destina al reembolso (únicamente para el caso de Perú) <sup>5</sup> .
Sectores considerados	Industria manufacturera, servicio, minería, agricultura, comercio. (Sin embargo, se dirige básicamente a las PyMEs. No considera la industria del transporte)
Requisitos del solicitante (para el caso de Perú)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ser peruano (el 75% de su capital debe ser nacional).</li> <li>• Tener un máximo de 500 trabajadores.</li> <li>• Ser una empresa privada, etc.</li> </ul>
Monto de garantía y de reembolso máximo (monto máximo por empresa)	Garantía: USD 1 millón Reembolso: USD 200.000.
Contenido de la ejecución	SECO garantiza el 50% del crédito otorgado por los bancos a las PyMEs que implementan proyectos de lucha contra el calentamiento global, y al mismo tiempo, desembolsa entre el 15% y 25% del monto financiado (hasta un máximo de USD 200.000) acorde el grado de mejora alcanzado.

Fuente: Elaborado por la Misión de Estudio en base a la entrevista realizada (2016).

Al inicio, el avance del Proyecto no se ajustó a las metas establecidas, observándose recién a los 2 años la mejora esperada. Actualmente, el Programa realiza una selección rigurosa de los proyectos debido a que los recursos para el proyecto están por alcanzar el tope establecido. Una de las razones de esta favorable evolución del proyecto es la activa promoción del presente proyecto entre el banco y el CER (Centro de Ecoeficiencia y Responsabilidad Social)<sup>6</sup>. Scotiabank ha organizado durante el año pasado tres eventos para la presentación del proyecto referido.

Los bancos ventanillas del proyecto son: BCP, Scotiabank e Interbank, entre los cuales Interbank no se muestra tan dispuesto como los demás dos bancos, quienes son los que utilizan los recursos del presente proyecto. El Proyecto ejecuta 31 sub-proyectos (o se encuentra en ejecución) cuyo monto aprobado es de USD 12 millones y el monto de la garantía suscrita USD 4 millones.

La solicitud se realiza de la siguiente manera:

- 1) El solicitante elabora la solicitud y presenta al banco.
- 2) El CER efectúa una pre-evaluación de si la inversión solicitada ha reducido la emisión de gases de calentamiento global en más de 30% (tiempo requerido: aproximadamente 2 semanas).
- 3) Se lleva a cabo el Estudio de Línea Base en el CER, y al mismo tiempo la evaluación financiera en el banco (2 a 4 semanas).

<sup>5</sup> Actualmente, se sigue discutiendo sobre el Fondo de Colombia y sobre el fondo adicional (USD 1.5 millones para la garantía y USD 1 millón para el reembolso).

<sup>6</sup> Centro de Ecoeficiencia y Responsabilidad Social (CER): Consultora que asiste la ejecución de los proyectos SECO. Efectúa principalmente evaluaciones técnicas.

- 4) SECO emite el certificado de garantía al banco (2 a 4 semanas).
- 5) El banco desembolsa al cliente el préstamo solicitado (varios días).
- 6) A los 3 a 6 meses siguientes SECO inicia el reembolso del préstamo acorde al grado de consecución del objetivo.

Los bancos privados están constantemente abiertos a las solicitudes del presente Proyecto. El solicitante por su parte debe abonar entre el 5 y 8 % del costo del proyecto (lo correspondiente únicamente al monto de garantía) por gastos de trámites de su solicitud (gastos del Estudio de Línea Base efectuado por CER).

(8) Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)

KfW lleva a cabo el Programa KfW-COFIDE para Energías Renovables y Eficiencia Energética, que juntamente con el Programa AIRE de JICA otorga recursos al Programa Bionegocios de COFIDE. El monto del préstamo es de 210 millones euros en total con un desglose de 25 millones en la 1ra. Fase, 40 millones en la 2da. Fase y 55 millones en la 3ra. Fase. El préstamo ha sido aprobado hasta la 2da. Fase. Efectúa además un apoyo de 1.5 millones euros destinada a la asistencia técnica. La siguiente Tabla muestra una comparativa entre el programa de financiamiento de JICA y KfW.

**Tabla 2.9 Comparaciones del Programa de Financiamiento de JICA y KfW**

Ítem	Programa JICA / AIRE	Programa KfW
Esquema del Proyecto	Esquema de TSL a COFIDE. Ambos financian a los Programas Bionegocios de COFIDE.	
Monto del Préstamo	8.770 millones (en Yenes)	210 millones euros (25.870 millones yenes *) (en Euros)
Usuario Final del Préstamo	Pequeñas empresas	Medias y grandes empresas
Proyectos Objetos	Gas natural**, diésel, energía renovable, eficiencia energética.	Proyectos de eficiencia energética y energía renovable.
Servicio de Asistencia Técnica	Reembolsable	Reembolsable y no reembolsable
Requisitos para el Proyecto de Eficiencia Energética	Mejoramiento de la eficiencia energética en un 10%	Mejoramiento de la eficiencia energética en un 15%.
Desafíos del Proyecto de Eficiencia Energética	Los proyectos de JICA y KfW comparten desafíos comunes apuntados más abajo que se relacionan con el proyecto de eficiencia energética. El desembolso se ejecuta a un ritmo menor del esperado.	

\* Conversión hecha en base al tipo de cambio de moneda extranjera de JICA en febrero de 2017

\*\* El gas natural es financiado a través del programa COFIGAS de COFIDE.

Fuente: Elaborado de la Misión de Estudio

Los problemas del Programa Bionegocios apuntados por KfW son los siguientes:

- El periodo de reembolso del proyecto de eficiencia energética es por lo general corto. Las condiciones de financiamiento de COFIDE carecen de atractivo comparado con el financiamiento de los bancos comerciales privados del Perú, en particular a corto plazo.

- Los préstamos a las empresas privadas provienen mayoritariamente de los grandes bancos comerciales.
- La demanda de financiamiento del proyecto de eficiencia energética (sub-proyecto) es relativamente baja.
- La rentabilidad del proyecto de eficiencia energética no es relativamente alta debido a que la tarifa de luz es baja comparada con la de los países que llevan la delantera en eficiencia energética.

Como posibilidad de oportunidades de negocio, el banco ha señalado lo siguiente:

- Existen grandes márgenes para identificar y formar proyectos candidatos para el financiamiento a través de la asistencia técnica a los usuarios finales, las IFIs y COFIDE.
- Se espera mejorar aún más los servicios dirigidos a los usuarios finales a través de la reorganización de COFIDE.
- La revisión de la tarifa de luz llevada a cabo actualmente por el gobierno peruano se ha convertido en el mecanismo que refleja el tipo de cambio, lo que podría contribuir al aumento de la tarifa eléctrica y su consiguiente mejoramiento de la rentabilidad en los proyectos de eficiencia energética.

Desde el inicio, las actividades del presente Estudio relativas a la promoción del Programa AIRE, se han venido desarrollando en coordinación con los consultores de KfW. Es decir, se ha venido logrando una coordinación intensiva sobre los desafíos comunes del Programa Bionegocios como ser: el intercambio y/o socialización de informaciones acerca de la identificación de proyectos de eficiencia energética, la coordinación con COFIDE, y las acciones conjuntas con el círculo industrial y la industria financiera. En adelante se espera que COFIDE vaya avanzando en el desarrollo de los proyectos en coordinación con los consultores contratados por KfW.

#### (9) Corporación Andina de Fomento (CAF)

CAF es una institución financiera multilateral con sede principal en Venezuela cuya misión es apoyar el desarrollo sostenible de sus países accionistas y la integración regional.

Juega además el rol de banco de desarrollo, banco de inversiones, banco comercial y de institución de promoción económica y financiera. La CAF está conformada actualmente por trece países. Sus principales accionistas son los cinco países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN): Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú, Venezuela, además de los países de Sudamérica, España, Portugal y 14 bancos privados de la región andina.

Los proyectos ambientales actualmente implementados en el Perú son los siguientes:

**Tabla 2.10 Resumen del Proyecto de la CAF**

Proyecto	Programa Regional de Eficiencia Energética (PREE) - CAF
Países considerados	Países sudamericanos, incluyendo al Perú.
Duración	2013 en adelante (tiempo de finalización no especificado).
Monto del Proyecto	Programa de préstamo total de USD 200 millones
Clientes	Lado del suministro de energía eléctrica (Empresas Generadoras, Trasmisoras y Distribuidoras). Lado de la demanda de energía eléctrica (compañías introductoras de equipos de eficiencia energética).
Monto del préstamo	Lado del suministro de energía: más de USD 10 millones. Lado de la demanda de energía: • Préstamo directo a las empresas para la suma mayor de USD 5 millones. • Préstamo de TSL a través de las Instituciones Financieras Intermediarias para la suma menor de USD 5 millones.
Condiciones del préstamo (tasa de interés, periodo de reembolso, etc.).	Determinado mediante negociaciones con el solicitante del préstamo. El préstamo se realiza en dólares.

Fuente: Elaborado por la Misión de Estudio en base a la entrevista (2016).

Actualmente, no existe en el Perú bancos que ofrecen asistencias bajo la modalidad de TSL (Préstamo de Segundo Piso), mientras que en Colombia sí operan este tipo de banco. La CAF opina que para el progreso del Programa resulta de vital importancia realizar la publicidad del propio Programa y ofrecer una educación en eficiencia energética a los usuarios finales. También se considera en la CAF la creación de un sistema de auditoria y gestión energética (su aplicación en el Perú no ha sido precisado). Manifestaron además el interés de trabajar en adelante con JICA en la promoción de la eficiencia energética.

## 2.5 Resumen del Capítulo 2

### 2.5.1 Condiciones de financiamiento de COFIDE y los bancos privados

- El costo de financiamiento de COFIDE se otorga a una tasa de interés favorable que oscilan entre 3 y 5% en dólares y 5% en soles peruanos, a la cual es posible acceder desde el mercado. El nivel del costo de financiamiento es también similar en los grandes bancos comerciales.
- Debido a que COFIDE, como institución financiera gubernamental, financia proyectos de alto riesgo no tratados por los bancos privados, la tasa de interés del préstamo tiende a variar significativamente según la naturaleza del proyecto, lo que impide la publicación general del nivel de la tasa de interés con las que trabaja COFIDE. Esta es la razón por la que COFIDE no pone a disposición del cliente la tasa de interés del préstamo que ofrece.

### 2.5.2 Financiamientos ejecutados por el Programa AIRE

El monto total de los préstamos ejecutados por el Programa AIRE a la fecha de noviembre de alcanza los 53,34 millones dólares (64,0% del Préstamo de la AOD, excluida la parte destinada a la

consultoría).

### 2.5.3 Desafíos en el financiamiento

#### (1) Condiciones de préstamo del Programa AIRE

Si bien el Programa AIRE puede financiarse a un interés sumamente bajo del 0,6% en yenes mediante el Préstamo AOD de la JICA, se cree que, al considerar el costo de swap, el tipo de interés del préstamo en dólares será prácticamente igual al interés que COFIDE paga para financiarse del mercado, mientras que las condiciones del tipo de interés para los préstamos en soles se verán, a menudo, más desfavorecidas que las del dólar. Se obtuvo también informaciones de que en algunos casos los préstamos de COFIDE a los usuarios finales se otorgan a un interés del 8% en dólares y 14% en soles peruanos. Esta cifra podría no ser necesariamente atractiva en caso de que el usuario final sea una empresa de escala mediana. Por lo tanto, será necesario impulsar aún más el financiamiento a aquellos clientes ajustados al tipo de interés que ofrece el Programa AIRE a fin de lograr la difusión de este Programa.

#### (2) Periodo de evaluación del financiamiento

El periodo de evaluación del crédito varía entre las financieras, siendo aproximadamente de 5 meses en COFIDE y 1 a 2 meses en los bancos comerciales. Una parte de los usuarios finales apuntaron que este periodo de evaluación de 5 meses efectuados por COFIDE es largo para los que esperan el resultado, hecho que se ha convertido en el factor de impedimento para la difusión del Programa AIRE.

#### (3) Servicio de apoyo a los usuarios finales

Se piensa que uno de los desafíos del presente Proyecto es que tanto COFIDE como los usuarios finales se encuentran en una situación incapaz de llevar a cabo un sistema de asesoramiento técnico sobre los préstamos e inversiones en eficiencia energética, así como la toma de decisiones adecuadas para el financiamiento.

### 2.5.4 Resultado de la entrevista a las instituciones financieras

- Las opiniones recogidas señalan que las razones por las que los bancos privados operan con COFIDE se deben a que: a) las condiciones de financiamiento de COFIDE suelen ser ventajosas para algunos casos de proyectos que requieren de préstamos de largo plazo y de gran cuantía, b) utilizan para atender aquellos proyectos que requieren de gran cantidad de fondos, así como para complementar el riesgo crediticio, y c) podría prometer el aumento de la solvencia de los proyectos de financiamiento.
- De entre los cuatro bancos comerciales grandes (BCP, BBVA, Scotiabank e Interbank), BBVA y Scotiabank mostraron interés en el proyecto de COFIDE durante la entrevista con la Misión de Estudio, por lo que se espera que en adelante lleguen a establecerse negociaciones continuas en el marco de proyectos individuales.

- En cuanto a los otros donantes, el KfW guarda una relación con el Préstamo de la AOD ofrecido por JICA. Una acción conjunta con esta cooperación alemana podría impulsar aún más el desarrollo del proyecto. Por su parte, CAF y SECO promueven la eficiencia energética en el territorio peruano, por lo que se plantea establecer una relación de intercambio de informaciones y experiencias con el proyecto del Préstamo de la AOD.

### 3 Apoyo para la Ejecución de Proyectos

#### 3.1 Régimen de COFIDE

##### 3.1.1 Situación Actual

COFIDE es un banco estatal establecido en el año 1971, que hasta el año 1991 realizaba préstamos a las empresas, sin embargo, a partir del año 1992 funciona como “Banco de Segundo Piso (Banco que realiza préstamos a los organismos financieros)”. A finales del año 2015 el importe total de sus activos fue de 3.971 millones de dólares americanos. Para la misma época el monto total de inversiones fue de 2.612 millones de dólares, de los cuales 989 millones de dólares (38%) fueron destinados a la infraestructura, siendo éste el mayor monto, siguiendo a continuación la inversión de 547 millones de dólares (aprox. 21 %) al medio ambiente, 382 millones de dólares (aprox. 15%) a la micro finanza.

El índice de beneficios (Profit Margin Ratio) y el índice de rendimiento del capital (Profit Margin Ratio) que indican la situación empresarial de COFIDE son como se señalan en la Tabla 3.1, habiendo mejorado entre los años 2014 al 2015.

**Tabla 3.1 Índice de Beneficios de COFIDE**

Unidad: Miles de soles

Ítem	2015	2014
<b>Beneficios antes del Impuesto sobre la Renta</b>	81.834	106.080
<b>Dividendo Neto de Ingresos</b>	23.803	10.406
<b>Ingresos por intereses (ventas)</b>	559.190	446.672
<b>Margen de Beneficios antes de los impuestos</b>	14,63%	23,75%
<b>Margen de Beneficios</b>	4,26%	2,33%
<b>Patrimonio Neto</b>	1.548.419	1.548.419
<b>Tasa de Retorno de Capital (ROE)</b>	1,54%	0,68%

Fuente: Elaborado por la Misión de Estudios de la Versión anual 2015 y 2014 del Estado Financiero de COFIDE

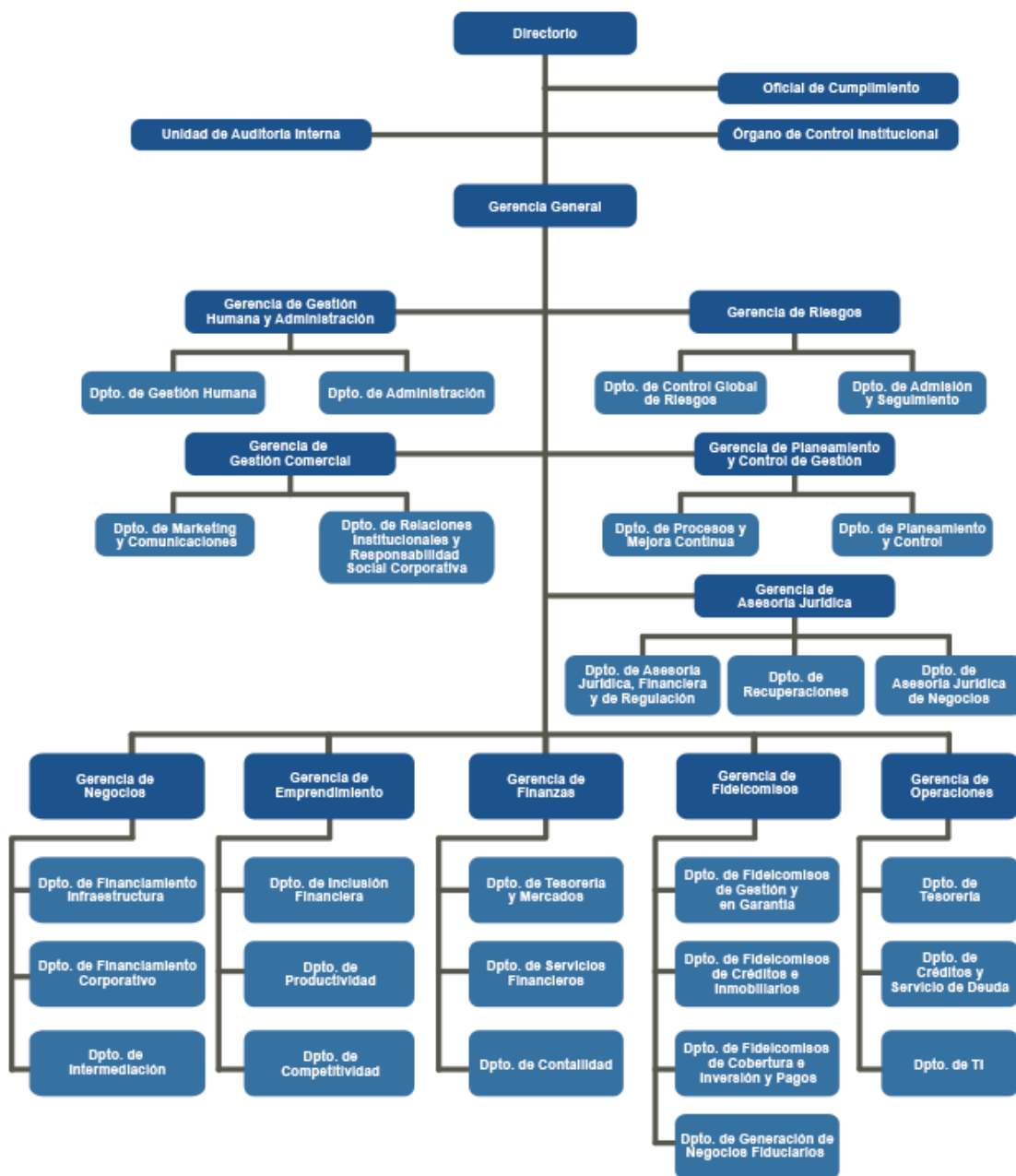
COFIDE efectuó su reorganización en el mes de mayo del 2016. Después de dicha reorganización, el número de ejecutivos y empleados fue de 190 personas, siendo la estructura de la organización, tal como se muestra en el Figura 3.1 Con esta reorganización COFIDE creó la nueva Gerencia de Gestión Comercial y, debajo de la Gerencia de Negocios se encuentra el Dpto. de Intermediación. Además, la Gerencia de Gestión Comercial tiene funciones de formulación y ejecución de estrategias de mercado y comunicación para los accionistas de COFIDE, asimismo el Dpto. de



Intermediación tiene la función de presentar a los clientes latentes productos financieros que ofrece COFIDE y, la función de descubrir y ejecutar préstamos a las pequeñas y medianas empresas, las cuales fueron determinadas por el manual de organización de COFIDE. Igualmente el Dpto. de Intermediación es el departamento encargado del financiamiento en caso de que IFI asuma el 100% de los riesgos, según COFIDE, en el caso de este tipo de préstamos, por naturaleza IFI corre todos los riesgos y que comparado con los préstamos convencionales, se espera una mayor celeridad en las evaluaciones. Con el establecimiento de dichas dependencias, se espera que COFIDE se comunique en forma mucho más dinámica que antes con los clientes latentes incluyendo a los accionistas (se incluye la promoción este programa de préstamos en yenes).

La evaluación, la aprobación y el monitoreo de los sub-proyectos relacionados con este programa de préstamo en yenes, se acordó durante la evaluación de este programa, que dichas labores estarían a cargo de la Gerencia de Negocios de COFIDE y que la ejecución del mismo programa de préstamo en yenes y la contratación del consultor estarían a cargo de la Gerencia de Finanzas.

Durante el período de este estudio, dos funcionarios del Dpto. de Financiamiento Corporativo de la Gerencia de Negocios, fueron los encargados de encontrar sub-proyectos y, la Misión de Estudio realizó con ellos las entrevistas y llevó a cabo los estudios. Sin embargo, ambos funcionarios son personas con múltiples ocupaciones de manera que no pudieron realizar a tiempo las entrevistas con la Misión de Estudio y además con el tiempo limitado se tenían que realizar la encuesta a COFIDE. A la otra contraparte que es la Gerencia de Finanzas también la Misión solicitó la entrevista, lo cual no fue posible de realizarse.



Fuente: Sitio Web de COFIDE, <http://www.cofide.com.pe/COFIDE/conozca>, Fecha de acceso 9 de diciembre de 2016

**Figura 3.1 Organigrama de COFIDE**

### 3.1.2 Contratación del Consultor

Al realizar la evaluación de este proyecto de préstamo en yenes, COFIDE estuvo de acuerdo con la contratación de un consultor para este Proyecto, en primer lugar se contrataría un consultor general (particular) y posteriormente como sub consultor de componentes para la conversión vehicular para el uso de gas natural en los autobuses públicos (COFIGAS), como consultores de componentes de ahorro energético y de energía renovable, consultores en asistencia técnica (COFIASISTE) para el diagnóstico de ahorro energético y de sub-proyecto de construcción, etc.

En realidad, fue contratado un consultor general, sin embargo, por cuestiones presupuestarias de COFIDE en el año 2016 el contrato de dicho consultor fue interrumpido.

La Misión de Estudio en el Primer estudio de campo (abril de 2016) ofreció el soporte para la contratación del consultor general y sub consultores, sin embargo, debido a que en ese momento aún no habían concluido los trámites de anulación del contrato del consultor general, siendo difícil una nueva contratación de un consultor general y de un sub consultor, COFIDE expresó que no era necesario el apoyo de la Misión de Estudio hasta concluir dicho trámite, por lo que la Misión no llegó a efectuar la ayuda en los trámites de contratación del consultor.

La Oficina de JICA en el Perú estuvo haciendo el seguimiento para que COFIDE concluya los trámites de anulación del contrato a la brevedad posible, pero dicho consultor general ya estaba dedicándose a otros proyectos, no pudiéndose realizar oportunamente discusiones con COFIDE, que está tomando mucho tiempo en realizar los trámites para anular el contrato.

### 3.2 Planteamientos para el hallazgo de sub-proyectos

En el contrato de este estudio, se había acordado realizar durante el período de estudios, planes pilotos de sub-proyectos. Sin embargo, el usuario final normalmente debe ser determinado en el año fiscal anterior, se tiene que invertir en instalaciones de ahorro energético o abastecerse de un vehículo diésel de baja emisión, basado en el plan de inversión anual del correspondiente año, por lo cual, durante el período de este estudio debía formarse el proyecto piloto, y hemos comprendido que para COFIDE le resultaba difícil realizar el financiamiento del programa de préstamo en yenes al usuario final.

Por lo antes mencionado, la Misión de Estudio, sin limitarse a proyectos pilotos, teniendo como objetivo el descubrimiento inmediato de la mayor cantidad posible de sub-proyectos que puedan convertirse en el objeto de la presente actividad, planteando lo siguiente;

- (1) Visita a fabricantes japoneses y obtención de información de los candidatos a usuarios finales que podrían ser objetivos de este proyecto (especialmente a aquellos fabricantes que ya están negociando con clientes y que están buscando recursos financieros).
- (2) Visita a candidatos a usuarios finales y verificación del interés que tienen a este proyecto.
- (3) Al candidato a usuario final que muestre interés, entregarle la lista de documentos que requiere COFIDE para someterse a la evaluación y solicitar la preparación de los mismos.
- (4) Realizando al mismo tiempo los puntos antes mencionados (3), hacer una relación de los candidatos a usuarios finales que tengan interés y el resumen de los sub-proyectos y facilitarlos a COFIDE.

### 3.3 Lista de Sub-Proyectos

Como resultado de los planteamientos antes mencionados, la Misión de Estudio encontró a los candidatos a sub-proyectos que se muestran en la Tabla 3.2. Los detalles de cada caso son los

siguientes. Ahora, estos candidatos a sub-proyectos cumplen con los requisitos establecidos en el Reglamento Operativo como objetos de financiamiento de este programa.

**Tabla 3.2 Lista de Candidatos a Sub-Proyectos**

	<b>Nombre del Proyecto</b>	<b>Usuario final/ Fabricante / IFI</b>	<b>Envergadura del Proyecto</b>	<b>Resumen</b>	<b>Estado de entrevistas con COFIDE/ Ejecución de F/S Si o No</b>
<b>Componentes de Ahorro Energético</b>					
1	Introducción de instalaciones de proceso electrolítico por membrana de intercambio iónico	Empresa A (Fabricante de productos químicos) Empresa B (Fabricante de vidrios) Indeterminado	80 millones de dólares americanos (40 millones de dólares para la planta)	- Transformación al sistema de Membrana de Intercambio Iónico en el proceso de refinamiento de soda cáustica - Son objetivos la planta de refinamiento de soda cáustica de 2 pabellones.	Concluida la entrevista con COFIDE. Aún no se ha realizado el Estudio de Factibilidad (F/S), pero si se concluyera inmediatamente, tendría la posibilidad de ser objeto de financiamiento.
2	Introducción de instalaciones de ahorro energético	Empresa C (Fabricante de cemento) Indeterminado Indeterminado	40 millones de dólares americanos	- Introducción de instalaciones de ahorro energético en las fábricas de cemento - No han elaborado el F/S	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. No se ha realizado el F/S.
3	Introducción de cogeneración de energía	Empresa D (Fábrica de alimentos) Indeterminado Indeterminado	5 millones de dólares americanos	- Introducción de la cogeneración en plantas de alimentos - Concluido el diagnóstico de ahorro energético	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. Se ha realizado el F/S.
4	Introducción de instalaciones de refrigeración	Empresa E (Fabricante de productos lácteos) Empresa F (Fabricante de refrigeradoras) Indeterminado	1,8 millones de dólares americanos	- Introducción de instalaciones de refrigeración en fábricas de alimentos	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. Se ha realizado el F/S.
5	Introducción de instalaciones de ahorro energético	Empresa G (Hospital) Indeterminado Indeterminado	1,4 millones de dólares americanos	- Introducción de instalaciones de ahorro energético en el hospital. - Ahorro energético : 45% Tiempo para recuperar la inversión : 4 años	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. Se ha realizado el F/S.

*Asistencia Especial para la Implementación de Proyecto (SAPI) sobre el Programa de Asistencia para la Infraestructura de Renovación Energética (Préstamos de Financiación para el Desarrollo)*

	<b>Nombre del Proyecto</b>	<b>Usuario final/ Fabricante / IFI</b>	<b>Envergadura del Proyecto</b>	<b>Resumen</b>	<b>Estado de entrevistas con COFIDE/ Ejecución de F/S Si o No</b>
6	Introducción de instalaciones de ahorro energético	Empresa H (Casino) Indeterminado Indeterminado	0,8 millones de dólares americanos	- Introducción de instalaciones de ahorro energético en el casino. - Ahorro energético : 35% Tiempo para recuperar la inversión : 3,3 años	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. Se ha realizado el F/S.
7	Introducción de equipos de aire acondicionado	Empresa I (Hotel) Empesa J (Productor de equipos de aire acondicionado) Indeterminado	0,3 millones de dólares americanos	- Introducción de instalaciones de ahorro energético en el hotel - Se ha realizado el análisis de implementación de medidas de ahorro energético	Concluída la entrevista con COFIDE. Se ha realizado el F/S Hasta el inicio de las obras, no se ha concluído la examinación de financiamiento de COFIDE, por lo que no pudo ser objeto de financiamiento.
8	Introducción de equipos de aire acondicionado	Empresa K (Universidad) Empesa J (Productor de equipos de aire acondicionado) Indeterminado	Indeterminado	- Introducción de instalaciones de ahorro energético en la universidad	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. No se ha realizado el F/S.
9	Construcción de edificios de ahorro energético	Indeterminado Empresa L (Constructora) Indeterminado	Indeterminado	- Financiamiento de los gastos de construcción de edificios de ahorro energético que tengan la certificación LEED	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. No se ha realizado el F/S.
10	Cooperación con el Consejo de Construcción Verde Perú Perú Green Building Council (GBC)	Indeterminado Indeterminado Indeterminado	Indeterminado	- Búsqueda de proyectos a través de Perú GBC	Concluída la entrevista con COFIDE. Aún no se ha realizado el F/S. Las siguientes empresas presentadas por Perú GBC mostraron interés, existen posibilidades de formarse los siguientes proyectos. - Empresa M (Proveedor de soluciones ambientales) - Empresa N (Actividades de desarrollo de centros comerciales) - Empresa O

*Asistencia Especial para la Implementación de Proyecto (SAPI) sobre el Programa de Asistencia para la Infraestructura de Renovación Energética (Préstamos de Financiación para el Desarrollo)*

	<b>Nombre del Proyecto</b>	<b>Usuario final/ Fabricante / IFI</b>	<b>Envergadura del Proyecto</b>	<b>Resumen</b>	<b>Estado de entrevistas con COFIDE/ Ejecución de F/S Si o No</b>
					(Comerciante de cemento) - Empresa P (Empresa de estudios e ingeniería) - Empresa Q (Constructora de viviendas públicas) Empresa R (Constructora de viviendas)
<b>Componentes Diésel de bajas emisiones</b>					
11	Colectivos de la ciudad de Lima (150 unidades)	Empresa S (Empresa de autobuses) Empresa T (Empresa de fabricación de autobuses y camiones) Indeterminado	12 millones de dólares americanos	- Adquisición de colectivos de la ciudad de Lima que cumplan con el estándar EURO IV - Estudiar la posibilidad de arrendamiento financiero	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. No se ha realizado el F/S.
12	Camiones cisterna de agua (30 a 40 unidades)	Empresa U (Constructora) Empresa T (Fabricante de autobuses y camiones) Indeterminado	4 millones de dólares americanos	- Estudiar la posibilidad de arrendamiento financiero	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. No se ha realizado el F/S.
13	Camiones Refrigerantes (30 a 40 unidades)	Empresa V (Fabricante de alimentos) Empresa T (Fabricante de autobuses y camiones) Indeterminado	4 millones de dólares americanos	- Estudiar la posibilidad de arrendamiento financiero	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. No se ha realizado el F/S. La empresa V determinó la compra de camiones con excepción de la empresa T.
14	Camiones de transporte (30 unidades)	Empresa W (Transportista) Empresa T (Fabricante de autobuses y camiones) Indeterminado	3,1 millones de dólares americanos	- Abastecimiento de 10 camiones x 3 paquetes - El primer abastecimiento está programado para julio de 2017 - Estudio de la posibilidad de arrendamiento financiero	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. No se ha realizado el F/S.

*Asistencia Especial para la Implementación de Proyecto (SAPI) sobre el Programa de Asistencia para la Infraestructura de Renovación Energética (Préstamos de Financiación para el Desarrollo)*

	<b>Nombre del Proyecto</b>	<b>Usuario final/ Fabricante / IFI</b>	<b>Envergadura del Proyecto</b>	<b>Resumen</b>	<b>Estado de entrevistas con COFIDE/ Ejecución de F/S Si o No</b>
15	Camiones de transporte (14 unidades) y remolques (20 unidades)	Empresa X (Transportista) Empresa T (Fabricante de autobuses y camiones) Indeterminado	1,2 millones de dólares americanos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Abastecimiento de 7 camiones, 10 remolques x 2 paquetes</li> <li>- El primer abastecimiento fue en diciembre de 2016 y el segundo será en julio de 2017</li> <li>- Estudio de la posibilidad de arrendamiento financiero</li> </ul>	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. No se ha realizado el F/S.
16	Camiones de transporte (10 unidades)	Empresa Y (Transportistas) Empresa T (Fabricante de autobuses y camiones) Indeterminado	Menos de 1 millón de dólares americanos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estudio de posibilidad de abastecimiento hasta diciembre de 2016</li> <li>- Estudio de la posibilidad de arrendamiento financiero</li> </ul>	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. No se ha realizado el F/S.
17	Maquinaria pesada	Indeterminado Empresa Z (Fabricante de maquinaria pesada) Indeterminado	Indeterminado	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estudio de la posibilidad de arrendamiento financiero</li> </ul>	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. No se ha realizado el F/S.
18	Camiones de la empresa AA	Indeterminado Empresa AA (Fabricante de autobuses y camiones) Indeterminado	Indeterminado	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estudio de la posibilidad de arrendamiento financiero</li> </ul>	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. No se ha realizado el F/S.
19	Empresa AB	Indeterminado Empresa AB (Fabricante de autobuses y camiones) Indeterminado	Indeterminado	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estudio de la posibilidad de arrendamiento financiero</li> </ul>	No se ha realizado la entrevista con COFIDE. No se ha realizado el F/S.

Nota: Se mencionan los proyectos por orden de envergadura.

Fuente: Elaborado por la Misión de Estudio

### 3.3.1 Componentes de Ahorro Energético

- (1) Instalaciones de Proceso cloro-álcali de membrana de intercambio iónico para fabricantes de productos químicos

Envergadura del proyecto: 80 millones de dólares americanos (40 millones de dólares para la planta)

Usuario final: Empresa A (Fabricante de productos químicos)

Fabricante: Empresa B (Fabricante de vidrios)

IFI: Indeterminado

Resumen:

- La empresa A, opera una planta (de dos pabellones) de refinamiento de soda cáustica. Del sistema tradicional utilizando mercurio en el proceso de refinamiento de la soda cáustica, cambiarán al sistema usando membrana de intercambio iónico propuesto por la empresa B, con lo cual se esperan los efectos de ahorro energético entre el 20% al 30%.
- La empresa A, debido a que no solamente en el aspecto del medio ambiente sino también puede alcanzar un considerable ahorro energético, manifiesta interés en la propuesta de la empresa B, y se encuentra buscando una empresa manufacturera de productos de ingeniería que pueda realizar dichas obras de transformación. La empresa alemana ThyssenKrupp puede realizar dicha obra, pero se requiere un Estudio de Factibilidad (F/S).
- El F/S puede realizarse a través del Centro y Red de Tecnología del Clima (Climate Technology Centre and Network: cuyas siglas son CTCN)<sup>7</sup>, sin embargo, para hacer uso de dicho mecanismo es necesaria la solicitud del gobierno peruano.
- Aunque no se ejecute el F/S, la empresa A, tiene interés en la propuesta de la empresa B, además, al haber mostrado interés también en las condiciones presentadas en la entrevista con COFIDE (especialmente en lo referente a la extensa duración de la amortización), con la pronta elaboración del F/S, existe la posibilidad de actualizar el proyecto y que sea objeto de financiamiento de este programa.

- (2) Instalaciones de Ahorro Energético para Fabricantes de Cemento

Envergadura del proyecto: 40 millones de dólares americanos

Usuario final: Empresa C (Fábrica de cemento)

Fabricante: Indeterminado

IFI: Indeterminado

Resumen:

- La empresa C es fabricante de cemento, y se encuentra estudiando la posibilidad de introducir instalaciones de ahorro energético en la fábrica de cemento. Debido a que no se ha realizado el F/S de este Proyecto, no está claro el grado de efectividad del ahorro de energía.
- No han elaborado el F/S relacionado a la introducción de instalaciones de ahorro energético, han manifestado considerar que el período para la realización del préstamo por el presente programa sería febrero de 2018, siendo baja la posibilidad de ejecución de este sub-proyecto.

- (3) Cogeneración para Fábricas de Alimentos

Envergadura del proyecto: 5 millones de dólares americanos

---

<sup>7</sup> Mecanismo Internacional que promueve la transferencia tecnológica que contribuya a contrarrestar el cambio climático bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC)

---



Usuario final: Empresa D (Fabricante de alimentos)

Fabricante: Indeterminado

IFI: Indeterminado

Resumen:

- La empresa D es una empresa de alimentos que estudia la posibilidad de introducir instalaciones de ahorro de energía (Cogeneración) en su planta de elaboración de alimentos.
- La empresa D tenía la intención de estudiar los resultados del diagnóstico de ahorro energético y la inversión, considerando las condiciones del financiamiento señaladas por COFIDE, y se llevó a cabo el diagnóstico de ahorro de energía por parte del consultor en ahorro energético contratado por la Misión de Estudio. (Más adelante se detalla el diagnóstico de ahorro energético).
- La empresa D además de serle posible la adquisición de fondos a bajo interés a través de la oficina matriz en Japón, después de elaborar el plan de inversión para instalaciones, requiere apenas medio año para lograr la aprobación de la oficina principal en Japón, por lo cual es baja la factibilidad de este sub-proyecto.

#### (4) Instalaciones de Refrigeración para Fabricante de Alimentos

Envergadura del proyecto: 1,8 millones de dólares

Usuario final: Empresa E (Fabricante de alimentos)

Fabricante: (Fabricante de equipos de congelación)

IFI: Indeterminado

Resumen:

- La empresa E es una fabricante de productos lácteos, y se encuentra estudiando la posibilidad de introducir instalaciones de ahorro energético (Equipos de refrigeración de la Empresa F) para su planta de elaboración de productos lácteos.
- La empresa E expresó que desea evaluar la inversión considerando los resultados del diagnóstico de ahorro energético y las condiciones de financiamiento presentadas por COFIDE, por lo que el consultor contratado por la Misión de Estudio realizó el diagnóstico de ahorro de energía. (Más adelante se detalla el diagnóstico de ahorro energético).
- La empresa E al hacerse préstamos del banco, el interés en soles es del 6,5% y en dólares el 2%. El tiempo de amortización es de 4 años. Además, debido a que para la suscripción del contrato de introducción del equipo de refrigeración demora aproximadamente 1 año y a que es más alto el costo de financiamiento de parte de los bancos comerciales privados a través de COFIDE, la factibilidad de este sub-proyecto es baja.

#### (5) Instalaciones de Ahorro Energético para Hospitales

Envergadura del proyecto: 1,4 millones de dólares

Usuario final: Empresa G (Hospital)

Fabricante: Indeterminado

IFI: Indeterminado

Resumen:

- La empresa G es un hospital, el cual está estudiando la posibilidad de introducir instalaciones de ahorro energético.
- La empresa G ya ha concluido la inspección de energía y con la introducción de instalaciones de ahorro energético, se prevé la eficacia del ahorro de energía en un 45%. El período de

recuperación de la inversión es de 4 años.

- La Misión de Estudios entregó al hospital a través de la empresa Green Energy<sup>8</sup> la lista de documentos de solicitud que deben presentar los sub-proyectos a COFIDE. Sin embargo, al momento de la entrega de dicha lista no se había revelado a la empresa G las condiciones de financiamiento como es el interés de referencia, etc. y hasta el término de los estudios en el campo de la Misión de Estudios, no se había solicitado el sub-Proyecto (presentación de la documentación) a COFIDE, siendo baja la factibilidad de este sub-Proyecto.

#### (6) Instalaciones de Ahorro de Energía para Casinos

Envergadura del proyecto: 0,8 millones de dólares americanos

Usuario final: Empresa H (Casino)

Fabricante: Indeterminado

IFI: Indeterminado

Resumen:

- La empresa H es un casino, para el cual están estudiando la posibilidad de introducir instalaciones de ahorro de energía.
- La empresa H, ya ha concluido la inspección de energía y con la introducción de instalaciones de ahorro de energía, se prevé la eficacia del ahorro de energía en un 35%. El período de recuperación de la inversión es de 3,3 años.
- La Misión de Estudio entregó al casino a través de la empresa Green Energy la lista de documentos de solicitud que deben presentar los sub-proyectos a COFIDE. Sin embargo, al momento de la entrega de dicha lista no se había revelado a la empresa H las condiciones de financiamiento como es el interés de referencia, etc. y hasta el término de los estudios en el campo de la Misión de Estudio, no se había solicitado el sub-Proyecto (presentación de la documentación) a COFIDE, siendo baja la factibilidad de este sub-proyecto.
- Hubo también un comentario de COFIDE sobre la necesidad de cautela por los posibles problemas que puedan presentarse en la evaluación, desde el punto de vista de la lógica en el financiamiento a un casino.

#### (7) Equipos de Acondicionamiento de Aire para Hoteles

Envergadura del proyecto: 0,3 millones de dólares americanos

Usuario final: Empresa I (Hotel)

Fabricante: Empresa J (Fabricante de acondicionadores de aire)

IFI: Indeterminado

Resumen:

- La empresa I es un hotel, el cual está considerando la introducción de equipos de ahorro energético (equipos de acondicionamiento de aire de la empresa J) para el hotel.
- La empresa I expresó que desea evaluar la inversión considerando los resultados del diagnóstico de ahorro energético y las condiciones de financiamiento presentadas por COFIDE, por lo que el consultor contratado por la Misión de Estudios realizó el diagnóstico de ahorro de energía. (Más adelante se detalla el diagnóstico de ahorro energético).
- La empresa J para discutir sobre las conveniencias e inconveniencias del financiamiento de este programa, se entrevistó con COFIDE, sin embargo, por tratarse de un proyecto de pequeño monto, se requiere para su inspección aproximadamente 5 meses, llegándose a la conclusión de que esta inspección no concluiría hasta la época en que la empresa I requiera del financiamiento.

---

<sup>8</sup> COFIDE contrata el consultor con el fondo de KfW.

---

- En conclusión, la empresa I renovó sus instalaciones de aire acondicionado con financiamiento propio. Este proyecto tiene continuidad, pero por las razones antes expuestas, la factibilidad como sub-proyecto es baja.

(8) Instalaciones de Ahorro Energético para Universidades

Envergadura del proyecto: Indeterminado

Usuario final: Empresa K (Universidad)

Fabricante: Empresa J (Fabricante de acondicionadores de aire)

IFI: Indeterminado

Resumen:

- La empresa K es una universidad privada, la cual está estudiando la posibilidad de introducir en la universidad instalaciones para el ahorro energético (Acondicionadores de aire de la fabricación de la empresa J)
- Las negociaciones entre la empresa K y la empresa J se están dilatando, de manera que hasta el término de los estudios en campo de la Misión de Estudios no se pudo ver avances excepcionales, considerando baja la factibilidad de este sub-proyecto.

(9) Construcciones de Ahorro Energético

Envergadura del proyecto: Indeterminado

Usuario final: Empresa L (Constructora)

Fabricante: Indeterminado

IFI: Indeterminado

Resumen:

- La empresa L es una compañía que se dedica a la construcción, minería, gestión de mantenimiento de infraestructuras e inmuebles (venta de departamentos), entre los cuales se encarga también de la construcción de edificios ahorradores de energía.
- La empresa L construye edificios ahorradores de energía, sin embargo, no son propietarios de dicho edificio<sup>9</sup>. Además, después de la entrevista con la Misión de Estudio, se le había solicitado la presentación de la inmobiliaria que estaba estudiando la posibilidad de la construcción de un edificio de oficinas y con la sección de adquisición de vehículos, encargado de los asuntos financieros de la empresa L, pero en adelante no se volvió a tener contacto con ellos, por lo cual se considera baja la factibilidad del sub-proyecto.

(10) Colaboración con el Consejo Peruano de Construcción Sostenible (Perú Green Building Council) (GBC)

Envergadura del proyecto: Indeterminado

Resumen:

- Perú GBC que es una filial de la GBC de los Estados Unidos, Organismo Certificador de las edificaciones sostenibles, realiza actividades para difundir en el Perú las normas de certificación de dicho organismo denominado LEED (Leadership in Energy & Environmental Design).
- La Misión de Estudio a través de Perú GBC dio a conocer a las empresas miembros de Perú GBC el ofrecimiento de sub-proyecto con este programa, de manera que en diciembre de 2016, las siguientes 6 empresas mostraron su interés.

---

<sup>9</sup> Realizan actividades de inmobiliarios construyendo departamentos y vendiéndolos a los usuarios finales.

---

- Empresa M (Proveedor de soluciones ambientales)
- Empresa N (Empresa de desarrollo de centros comercia
- Empresa O (Fabricante de Cemento)
- Empresa P (Empresa de Ingeniería y Estudios)
- Empresa Q (Constructora de viviendas públicas)
- Empresa R (Constructora de viviendas)
- Debido a la presentación de las empresas que tienen interés en este programa a COFIDE por parte de Perú GBC, existe la posibilidad de que algunas de dichas empresas lleguen a ser usuarios finales del sub-proyecto. En los componentes de ahorro energético, con excepción de uno, todos los candidatos a sub-proyectos tienen un bajo grado de posibilidades como objetos de financiamiento y, aunque se trate de promover más este programa entre los usuarios finales de este sub-proyecto, son altas las posibilidades de que no muestren interés, ante esta situación, la Misión de Estudio recomendó a COFIDE descubrir nuevos sub-Proyectos a través de Perú GBC (Reuniones de COFIDE con dichas empresas en forma positiva y promover este programa).

### 3.3.2 Componentes Diésel

#### (1) Colectivos de la ciudad de Lima

Envergadura del proyecto: 12 millones de dólares

Usuario final: Empresa S (Empresa operadora de autobuses)

Fabricante: Empresa T (Fabricante de autobuses y camiones)

IFI: Indeterminado

Resumen:

- La empresa S es una empresa que opera los colectivos de la ciudad de Lima. Debido al deterioro de las unidades que actualmente posee se encuentra estudiando la posibilidad de alquilar 150 unidades (de fabricación de la empresa T) a través de un banco privado.
- La empresa S ya concluyó las negociaciones sobre las especificaciones de los autobuses con el distribuidor de la empresa T y se encuentra negociando las especificaciones de la carrocería con el fabricante de carrocerías, y debido a que existe la necesidad de un financiamiento lo más pronto posible, la Misión de Estudio entregó a la empresa S la lista de documentos de solicitud que se debe presentar a COFIDE para préstamo subordinado. Sin embargo, debido a que el 30% de fondo propios significa para la empresa una fuerte carga, esperaban efectuar un contrato de arrendamiento financiero, pero no pudieron obtener de COFIDE una prueba decisiva sobre la aplicabilidad de dicho contrato, luego debían esperar 5 meses de período de evaluación, además debido a que con antelación no se señalaron las perspectivas del mercado de las condiciones financieras, hasta el término del período de estudios en el campo de la Misión de Estudio no se había presentado la solicitud de préstamo subordinado (documentos de solicitud de financiación) a COFIDE, considerándose baja la factibilidad de este sub-proyecto.

#### (2) Camiones Cisterna

Envergadura del proyecto: 4 millones de dólares

Usuario final: Empresa U (Empresa Constructora)

Fabricante: Empresa T (Fabricante de autobuses y camiones)

IFI: Indeterminado

Resumen:

- La empresa U es una compañía constructora. Se encuentra estudiando la posibilidad de abastecerse de 30 a 40 unidades de camiones cisternas (De fabricación de la empresa T). En

el caso de adquirir directamente dichos vehículos, tiene que disponer de una inicial, además debido a que no existe ningún mérito tributario, manifestó su intención de suscribir un contrato de préstamos con un banco privado.

- La Misión de Estudio entregó a la empresa U la lista de documentos de solicitud para un préstamo subordinado a COFIDE. Sin embargo, debido a que el 30% de fondo propios significa para la empresa una fuerte carga, esperaban efectuar un contrato de arrendamiento financiero, pero no pudieron obtener de COFIDE una prueba decisiva sobre la aplicabilidad de dicho contrato, luego debían esperar 5 meses de período de evaluación, además debido a que con antelación no se señalaron las perspectivas del mercado de las condiciones financieras, hasta el término del período de estudios en el campo de la Misión de Estudio no se había presentado la solicitud de préstamo subordinado (documentos de solicitud de financiación) a COFIDE, considerándose baja la factibilidad de este sub-proyecto.

### (3) Camión de Refrigeración

Envergadura del proyecto: 4 millones de dólares americanos

Usuario final: Empresa V (Fabricante de alimentos)

Fabricante: Empresa T (Fabricante de autobuses y camiones)

IFI: Indeterminado

Resumen

- La empresa V es una empresa fabricante de alimentos. Se encuentra estudiando la posibilidad de rentar 30 a 40 unidades de camiones de refrigeración a través de un banco privado.
- La Misión de Estudio junto con la empresa T dieron a conocer a la empresa V sobre los camiones de refrigeración y el financiamiento a través de este programa, sin embargo, la empresa V ya había decidido el aprovisionamiento de camiones de refrigeración de otra empresa fabricante, por lo que la factibilidad de este sub-proyecto es baja.

### (4) Camiones de Transporte

Envergadura del proyecto: 3,1 millón de dólares

Usuario final: Empresa W (Empresa de transportes)

Fabricante: Empresa T (Fabricante de autobuses y camiones)

IFI: Indeterminado

Resumen:

- La empresa W es una empresa de transportes. Debido a que los camiones que posee actualmente ya están cerca a ser cambiados, se está considerando la posibilidad de arrendar 30 unidades (de fabricación de la empresa T) a través de un banco privado.
- La empresa W es un cliente fiel de la empresa T, siendo alta la posibilidad de abastecerse camiones de dicha empresa y si para la empresa W las condiciones de financiamiento fueran satisfactorias, habrían altas probabilidades de ser candidato a sub-proyecto de este programa, por lo cual se entregó a dicha empresa la lista de documentos de solicitud para el préstamo subordinado de COFIDE. Sin embargo, debido a que el 30% de fondo propios significa para la empresa una fuerte carga, esperaban efectuar un contrato de arrendamiento financiero, pero no pudieron obtener de COFIDE una prueba decisiva sobre la aplicabilidad de dicho contrato, luego debían esperar 5 meses de período de evaluación, además dado a la dificultad e ingente cantidad de documentos de solicitud, hasta el término del período de estudios en el campo de la Misión de Estudio no se había presentado la solicitud de préstamo subordinado a COFIDE, por lo cual se considera baja la factibilidad del sub-proyecto.

(5) Camiones de Transporte y Remolques

Envergadura del proyecto: 1,2 millones de dólares

Usuario final: Empresa X (Empresa de transportes)

Fabricante: Empresa T (Fabricante de autobuses y camiones)

IFI: Indeterminado

Resumen:

- La empresa X es una empresa de transportes. Se encuentra considerando la posibilidad de arrendar 14 camiones de transporte (de fabricación de la empresa T) y 20 furgonetas (vehículos acoplados) a través de un banco privado.
- La empresa X es un cliente fiel de la empresa T, existiendo altas posibilidades de abastecerse los camiones de dicha empresa, además como le urge conseguir un financiamiento, la Misión de Estudio le entregó la lista de documentos de solicitud de préstamo subordinado de COFIDE. Sin embargo, debido a que el 30% de fondo propios significa para la empresa una fuerte carga, esperaban efectuar un contrato de arrendamiento financiero, pero no pudieron obtener de COFIDE una prueba decisiva sobre la aplicabilidad de dicho contrato, luego debían esperar 5 meses de período de evaluación, además dado a la dificultad e ingente cantidad de documentos de solicitud, hasta el término del período de estudios en el campo de la Misión de Estudio no se había presentado la solicitud de préstamo subordinado a COFIDE, por lo cual se considera baja la factibilidad del sub-proyecto.

(6) Camiones de Transporte

Envergadura del proyecto: Menos de 1 millón de dólares

Usuario final: Empresa Y (Empresa de transportes)

Fabricante: Empresa T (Fabricante de autobuses y camiones)

IFI: Indeterminado

Resumen:

- La empresa Y es una empresa de transportes. Debido a que se aproxima la época de cambio de los camiones que actualmente posee, está estudiando la posibilidad de arrendar 10 camiones de transporte (de la empresa T) mediante un banco privado.
- La empresa Y es un cliente fiel de la empresa T, siendo alta la posibilidad de abastecerse de los camiones de dicha empresa, además le urge conseguir un financiamiento, por esta razón la Misión de Estudio le entregó una lista de los documentos de solicitud de préstamo subordinado a COFIDE. Sin embargo, debido a que el 30% de fondo propios significa para la empresa una fuerte carga, esperaban efectuar un contrato de arrendamiento financiero, pero no pudieron obtener de COFIDE una prueba decisiva sobre la aplicabilidad de dicho contrato, luego debían esperar 5 meses de período de evaluación, además dado a la dificultad e ingente cantidad de documentos de solicitud, hasta el término del período de estudios en el campo de la Misión de Estudio no se había presentado la solicitud de préstamo subordinado a COFIDE, por lo cual se considera baja la factibilidad del sub- proyecto.

(7) Maquinaria Pesada

Envergadura del proyecto: Indeterminado

Usuario final: Indeterminado

Fabricante: Empresa Z (Fabricante de maquinaria pesada)

IFI: Indeterminado

Resumen:

- Al transformar los equipos de maquinaria pesada de bajas emisiones diésel para la minería que es una industria importante del Perú, se puede aplicar como sub-proyecto de este programa.
- Después de verificar los productos que manejan en la empresa representante de los vehículos de la empresa Z la cual es una marca importante de dichas maquinarias pesadas, los clientes que se abastecen de maquinaria pesada de la empresa Z en su mayoría son grandes compañías y debido a que dichas compañías pueden conseguir financiamiento a bajo interés, se ha considerado que la factibilidad como sub-proyecto de este programa es baja.

(8) Camiones de fabricación de la empresa AA

Envergadura del proyecto: Indeterminado

Usuario final: Indeterminado

Fabricante: Empresa AA (Fabricante de autobuses y camiones)

IFI: Indeterminado

Resumen:

- Para los clientes de la empresa AA que manejan vehículos diésel de bajas emisiones son aplicables los préstamos subordinado que ofrece este programa.
- El peso total de los vehículos objetos de financiamiento de este programa ha sido establecido en más de 9 toneladas, por otro lado, debido a que los clientes de la empresa AA se abastecen con vehículos de hasta 8 toneladas, se considera baja la factibilidad de este sub-proyecto.

(9) Camiones fabricados por la empresa AB

Envergadura del proyecto: Indeterminado

Usuario final: Indeterminado

Fabricante: Empresa AB (Fabricante de autobuses y camiones)

IFI: Indeterminado

Resumen:

- A los clientes de la empresa AB que manejan vehículos diésel de bajas emisiones, se les puede aplicar el préstamo subordinado de este programa.
- El peso total de los vehículos objetos de financiamiento de este programa ha sido establecido en más de 9 toneladas, por otro lado, debido a que los clientes de la empresa AB se abastecen de pequeños camiones (de 5 toneladas), se considera baja la factibilidad de este sub-proyecto.

### 3.4 Formulación del mecanismo para la formación de proyectos continuos

Después de concluidos estos estudios, para hacer realidad los sub-proyectos antes mencionados, o descubrir nuevos sub-proyectos y buscar la continuidad de este programa, es absolutamente indispensable contar con la cooperación de alguien a parte de la Misión de Estudio para realizar la promoción de este programa a las empresas candidatas como usuarios finales y para con su mediación dichas empresas se entrevisten con COFIDE. La Misión de Estudio durante el período de estudios en el campo obtuvo de dichos cooperantes su aprobación a los objetivos de este programa, además, considera idónea a Perú GBC que está presentando a sus socios este programa, presentándolos a su vez a COFIDE. La Misión de Estudio aun fuera del período de estudios de la Misión, a las empresas que realmente muestran interés en este programa, la empresa Perú GBC

interviene para que dichas empresas se entrevisten con COFIDE y ya hay empresas que se han entrevistado con COFIDE. COFIDE a las empresas que han sido presentadas por Perú GBC contribuye en la formación continua de sub-proyectos y promueve positivamente los préstamos subordinados.

### 3.5 Extracción de Tareas o Problemas Pendientes

Como se mencionó anteriormente, se han encontrado muchos sub-proyectos durante el período de estudios, pero han sido limitados aquellos proyectos con altas posibilidades de realizarse. La causa se considera que es el punto de vista del lado del consumidor (fabricante y usuarios finales).

#### 3.5.1 Resultados de las entrevistas con los fabricantes y usuarios finales

La Misión de Estudio, se entrevistó con fabricantes japoneses que han extendido sus actividades en el Perú y que además manejan equipos y vehículos objetivos de este programa, y con los usuarios finales que son sus clientes, y al realizar la explicación de este programa, los comentarios que recibimos de los fabricantes y usuarios finales son los siguientes:

- Deseamos que COFIDE presente con anticipación a los usuarios finales la tasa de interés estimada.
- Los proyectos cuya envergadura es de más de 1 millón de dólares casi no tienen componentes de ahorro de energía ni componentes diésel<sup>10</sup>.
- Es difícil que los usuarios finales puedan cubrir con recursos propios el 30% de monto del proyecto.
- El período de evaluación de 5 meses es demasiado largo.
- Al abastecerse de vehículos, los usuarios finales no los adquieren directamente, sino que lo alquilan\_firmando un contrato de arrendamiento con organismos financieros utilizados por las empresas abastecedoras. Esto es debido a que en comparación a la compra de vehículos, con el arrendamiento el usuario final puede gozar de mejores méritos tributarios.
- Al efectuar la solicitud, COFIDE requiere la presentación de una gran cantidad de documentos de muchos aspectos, y el problema está en que si no se completan dichos documentos no es posible entrevistarse con COFIDE<sup>11</sup>.

Los fabricantes y usuarios finales que realizaron la entrevista son las mostradas en la Tabla 3.3.

---

<sup>10</sup> La envergadura de los sub-proyectos de este programa que maneja COFIDE son como mínimo de un millón de dólares americanos. (Sin embargo, COFIDE los maneja bajo sus propias condiciones que no han sido acordadas en el MD suscrito entre JICA y el Gobierno Peruano).

<sup>11</sup> La Misión de Estudio planteó problemas relacionados con este asunto y, COFIDE manifestó en el Taller realizado en el mes de noviembre de 2016, que se entrevistaría con las empresas, aunque no tuvieran listos todos los documentos.

---



**Tabla 3.3 Relación de Fabricantes y Usuarios Finales que realizaron la entrevista**

Fabricantes Japoneses <sup>12</sup>	Usuarios Finales
Asahi Glass (AGC) <sup>13</sup>	N.A. <sup>14</sup>
N.A.	Ajinomoto
MAYEKAWA (MYCOM)	Laive
Daikin	Sonesta Hotel El Olivar
N.A.	COSAPI
HINO (Toyota Del Perú)	VIPUSA
	ICCGSA
	San Fernando
	Toscanos
	Meridian
	KECLAN
CUMMINS	N.A.
ISUZU	Santa Clara
Camiones – Autobuses Mitsubishi Fuso	N.A.

Fuente: Elaborado por la Misión de Estudio

### 3.5.2 Problemas Pendientes y Medidas de Solución

Los problemas pendientes extraídos de los resultados de las entrevistas mencionados en el punto 3.5.1 y las medidas de solución, son las siguientes. Ahora, en cuanto a una parte de los problemas pendientes, la Misión de Estudio planteó problemas que COFIDE ya había planteado soluciones. En cuanto a los problemas que están siendo solucionados serán mencionados en su oportunidad.

#### (1) Perspectivas del Mercado de las condiciones financieras

(Problemas pendientes) Debido a que al realizar el financiamiento COFIDE con anticipación no da a conocer las condiciones de financiamiento, los usuarios finales no pueden considerar un costo que vaya de acuerdo con los preparativos de los documentos<sup>15</sup> de solicitud que toman tiempo.

(Solución) Las condiciones de financiación al hacer en realidad el préstamo al usuario final, es posible que varíen de acuerdo al grado de confianza del cliente y otras condiciones, sin embargo, COFIDE a los usuarios finales les indica con antelación como referencia, las condiciones de

<sup>12</sup> Además de estas empresas japonesas, también ha ingresado en el Mercado peruano Panasonic que maneja la iluminación LED, sin embargo, debido a que los costos necesarios para el cambio de luces LED son menores, no ha sido considerado como sub-proyecto de este programa, por lo que la Misión de Estudios no se entrevistó con dicha empresa.

<sup>13</sup> AGC no ha ingresado al mercado peruano, sin embargo, a través de Japanese Business Allianc for Smart Energy Worldwide, está acercándose a los clientes potenciales peruanos.

<sup>14</sup> No hubo entrevista con los fabricantes que tenían planeado proporcionar equipos ahorradores de energía o diésel de bajas emisiones a los clientes de los fabricantes mencionados en la izquierda o los usuarios finales de la derecha.

<sup>15</sup> COFIDE como condición para la entrevista, solicita reunir documentos relacionados con la información empresarial (empresas relacionadas, capital, resumen de las actividades, tecnología que posee y proceso de producción), plan de inversión, documentación detallada del proyecto e instalaciones, estados financieros anuales, etc.

financiamiento. O, podría COFIDE contratar un consultor de COFIASISTE que fue acordado al realizar la evaluación de este programa que sería contratado por este programa, para que dicho consultor ayude a elaborar los documentos de solicitud de los usuarios finales, y rebajar el obstáculo para la entrevista del usuario final con COFIDE.

(Situación real de las medidas tomadas por COFIDE) En el taller llevado a cabo en noviembre de 2016, COFIDE hizo público la tasa de interés aproximado.

## (2) Envergadura mínima de financiamiento

(Problemas pendientes) COFIDE invierte en los que van a ser sub-proyectos de este programa cuya envergadura es de 1 millón de dólares como mínimo. (No obstante, dicha condición es propia de COFIDE cuyo contenido no ha sido acordado al formarse el presente TSL entre JICA y el Gobierno Peruano). De acuerdo a las entrevistas realizadas a los usuarios finales y a los fabricantes, el volumen de suministro de equipos de ahorro energético y vehículos diésel de baja emisión, es en su mayoría de pequeñas sumas que van desde varias decenas de miles de dólares hasta centenas de miles de dólares, siendo demasiado alto el monto de un millón de dólares la cantidad fijada para el usuario final de dicho componente.

(Medidas de Solución) COFIDE va a bajar el monto de la envergadura mínima de los proyectos en los que invierte.

(Situación real de las medidas tomadas por COFIDE) En el taller llevado a cabo en noviembre de 2016, COFIDE anunció que consideraría objeto de financiamiento a los proyectos de este programa menores de 1 millón de dólares.

## (3) Período de Evaluación de Préstamos

(Problema pendiente) De acuerdo a la entrevista realizada a los usuarios finales, éstos al recibir financiamiento de los bancos con los que tratan los usuarios finales correspondientes, no tienen necesidad de ser examinados cada vez que van a solicitar un préstamo, efectuándose el financiamiento del correspondiente banco en efectivo dentro de los 15 días. Por otro lado, debido a que para la autorización del préstamo subordinado de este programa demora 5 meses, está decayendo el atractivo de dicho préstamo.

(Medidas de solución) Aplicar también el esquema que ya posee COFIDE a la reducción del período de evaluación encargando a IFI, los componentes de ahorro energético y de diésel de bajas emisiones. Aplicar condiciones de financiamiento atractivos que hagan considerar al usuario final que aun pasando por el largo período de evaluación, deseen recibir el financiamiento. Ahora bien, sobre la envergadura de los proyectos de ambos componentes tal como se ha mencionado anteriormente, con excepción de una parte de ellos, son de montos menores, siendo corto el período de recuperación de la inversión por lo cual la condición de financiamiento de un período largo de devolución, para el usuario no es tan atractiva como la del interés.

(4) Monto de fondos propios

(Problemas pendientes) En los sub-proyectos que son objeto de préstamo subordinado de este programa, el requerimiento de financiación es cubierto por COFIDE en un 35%, por IFI con el 35% y, para el 30% restante se exige al usuario final cubrirlo con fondos propios, por lo cual, al comparar el préstamo financiero sin adelanto que presentan otras entidades financieras, hacen que disminuya el atractivo de los préstamos subordinados.<sup>16</sup>

(Medidas de solución) Reajustar la fijación del 30% como monto de fondos propios, especialmente en los componentes de diésel de bajas emisiones, que IFI adquiera los vehículos y utilizar el contrato de arrendamiento financiero sin necesidad de que el usuario final pague la inicial.

---

<sup>16</sup> No obstante, dicha condición que es propia de COFIDE, no sido acordada entre JICA y el Gobierno del Perú al realizar la evaluación de este programa de préstamos en yenes.

---

## 4 Asistencia técnica

Se analizaron los criterios técnicos requeridos para la aplicación de préstamos para los componentes de ahorro de energía y componentes de diésel, de la siguiente forma, y se propusieron a COFIDE.

### 4.1 Componentes de bajo consumo de energía

En las normas actuales de financiación de los componentes de bajo consumo de energía, está descrito solo un “10 % o más de ahorro de energía” sin plasmar los criterios de evaluación. En este estudio se establecieron los criterios concretos de ahorro de energía que contribuyeran a formular futuros proyectos del componente de bajo consumo de energía.

#### 4.1.1 Normas actuales de financiación

Según RO: Reglamento Operativo del programa AIRE proporcionado por COFIDE, las normas actuales de financiación aplicadas a los componentes de bajo consumo de energía son las siguientes:

- |  |
|--|
| <ol style="list-style-type: none"><li>1) Introducción de equipos que se describen en la lista de equipos preparada por expertos</li><li>2) Otros proyectos de ahorro de energía</li></ol> <p>Tanto el inciso 1) como el inciso 2) deben lograr un 10% o más de ahorro de energía</p> |
|--|

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio según los Criterios de Selección del Anexo 3: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL Reglamento OPERATIVO del Programa AIRE

Hasta este momento, no han sido realizadas por COFIDE ni la selección ni la contratación de un consultor para el componente de ahorro energético, y tampoco ha sido elaborada la lista de equipos mencionada arriba en el inciso 1), y ni siquiera han sido establecidos por completo los criterios para evaluar el cumplimiento del 10% de ahorro de energía, por lo cual determinamos los criterios concretos en este estudio.

#### 4.1.2 Elaboración de una lista de equipos

Se preparó una lista de equipos de las categorías: caldera, aire acondicionado y equipos de refrigeración de uso industrial, de la manera que se menciona abajo.

##### (1) Proceso de la elaboración

Se recopilaron datos de los equipos de las categorías: caldera, aire acondicionado y equipos de refrigeración de uso industrial, comercialmente distribuidos ahora en Perú, se estimó la eficiencia media del mercado actual y se listaron los equipos identificados cuya eficiencia era más alta que dicha media por un 10% o más.

(2) Método de recopilación de datos

Se confirmaron las estadísticas nacionales y datos de exportación e importación de Perú para recoger información de los equipos de las categorías: caldera, aire acondicionado y equipos de refrigeración de uso industrial, accesibles en Perú. La lista de productos elaborada con esos datos consta en el Anexo 2. El procedimiento para verificar los productos en circulación en el mercado es el siguiente.

- 1) Consultando las estadísticas de importación, se formó por categoría una lista de empresas que importaron esos equipos en estos últimos 6 años en Perú.
- 2) La lista de importadoras arriba mencionada comprende las empresas que venden e instalan esos equipos, sin embargo, hay casos en los que los usuarios finales tales como los bancos y las fábricas de procesamiento alimentario recurren a la importación directa, por lo cual se puso en contacto con las primeras para confirmar los productos manejados en Perú, y se recopilaron sus catálogos.
- 3) Consultando las estadísticas de exportación, se formó una lista de fabricantes que fabrican esos equipos en Perú y se recopilaron sus catálogos.

(3) Índices de comparación de la eficiencia

Se hizo comparación de la eficiencia basada en los datos de equipos recopilados con los siguientes índices.

Sobre la caldera, para la comparación del rendimiento se siguieron las normas (ASME PTC 4-2008) indicadas por la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos, aplicando el siguiente índice.

$$Eficiencia = \frac{Output}{Input} \times 100\%$$

Sobre el aire acondicionado y los equipos de refrigeración industrial, para la comparación del rendimiento se tomó el siguiente índice que se utiliza para la evaluación del rendimiento del aire acondicionado en la Sociedad Americana de Ingenieros de Calefacción, Refrigeración y Aire Acondicionado (ASHRAE : American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers), reconocida como una asociación internacional.<sup>17</sup>

$$EER * = \frac{Potencia\ Declarada\ para\ Refrigeración\ (kW)}{Potencia\ Nominal\ para\ Refrigeración\ (kW)}$$

\*EER: Coeficiente de Eficiencia Energética

---

<sup>17</sup> El índice utilizado por ASHRAE está establecido en "AHRI Standard 340/360 (I-P)-2015". En este informe, se representa EER basado en el Sistema Internacional de Unidades (SI).

---

(4) Lista de equipos

Se presentan a continuación los criterios de préstamo determinados de acuerdo con los datos de equipos recopilados y los equipos identificados según los citados criterios. La Tabla 4.1 constituye un resumen de la eficiencia del mercado de cada equipo y los criterios de préstamo.

**Tabla 4.1 Resumen de la eficiencia del mercado y criterios de préstamo**

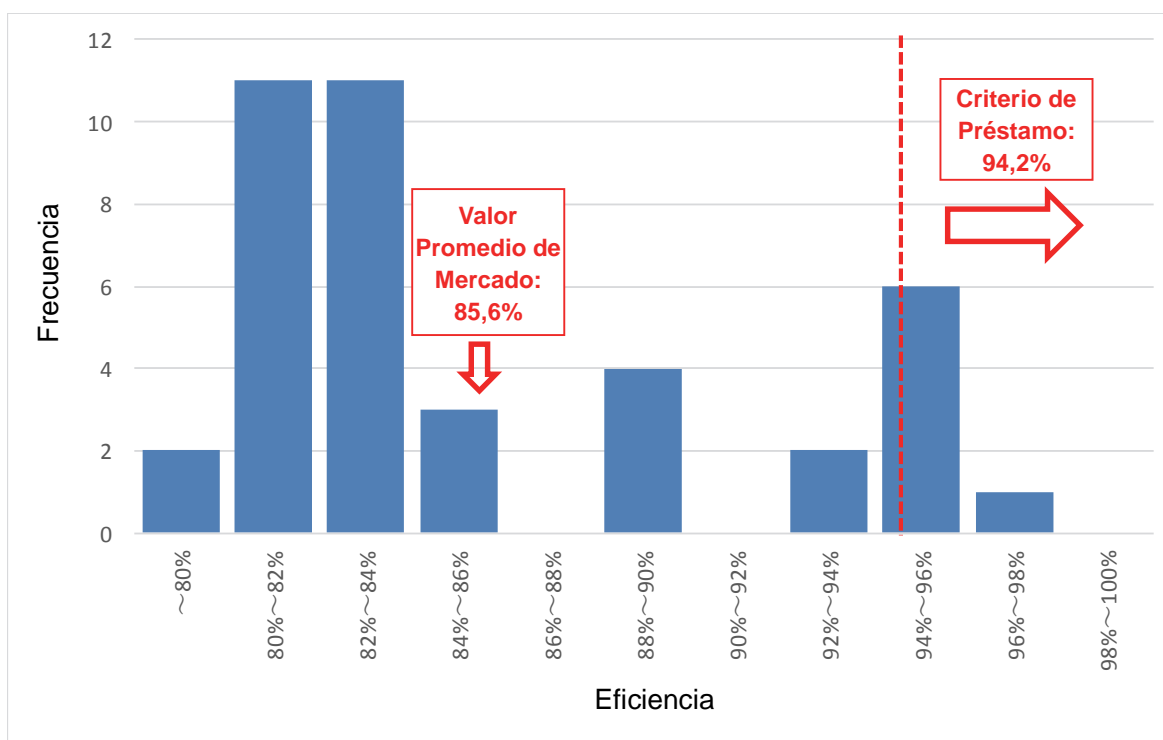
Categoría	Promedio del mercado	Criterio de Préstamo*	Número de modelos listados /modelos en el mercado
Caldera	85,6%	94,2%	6/40
Aire acondicionado	EER 3,26	EER 3,59	66/292
Equipos de refrigeración industrial	EER 3,50	EER 3,85	50/110

\*Criterio del Préstamo = promedio del mercado × 1.1

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

1) Caldera

La eficiencia media de los 40 modelos de calderas industriales accesibles en Perú analizados es de 85,6%. Se estableció el criterio de préstamo del programa AIRE al 94,2%, un 10% más que la eficiencia media. La Figura 4.1 indica la distribución de la eficiencia de calderas del mercado. La Tabla 4.2 señala de estos equipos, los que superan este criterio de eficiencia.



Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

**Figura 4.1 Distribución de la eficiencia de calderas del mercado<sup>18</sup>**

<sup>18</sup> La frecuencia presentada en el eje vertical indica el número de modelos. Por ejemplo, en el mercado existen 4 modelos que se sitúan en un rango entre el 88 % y el 90 % de eficiencias.

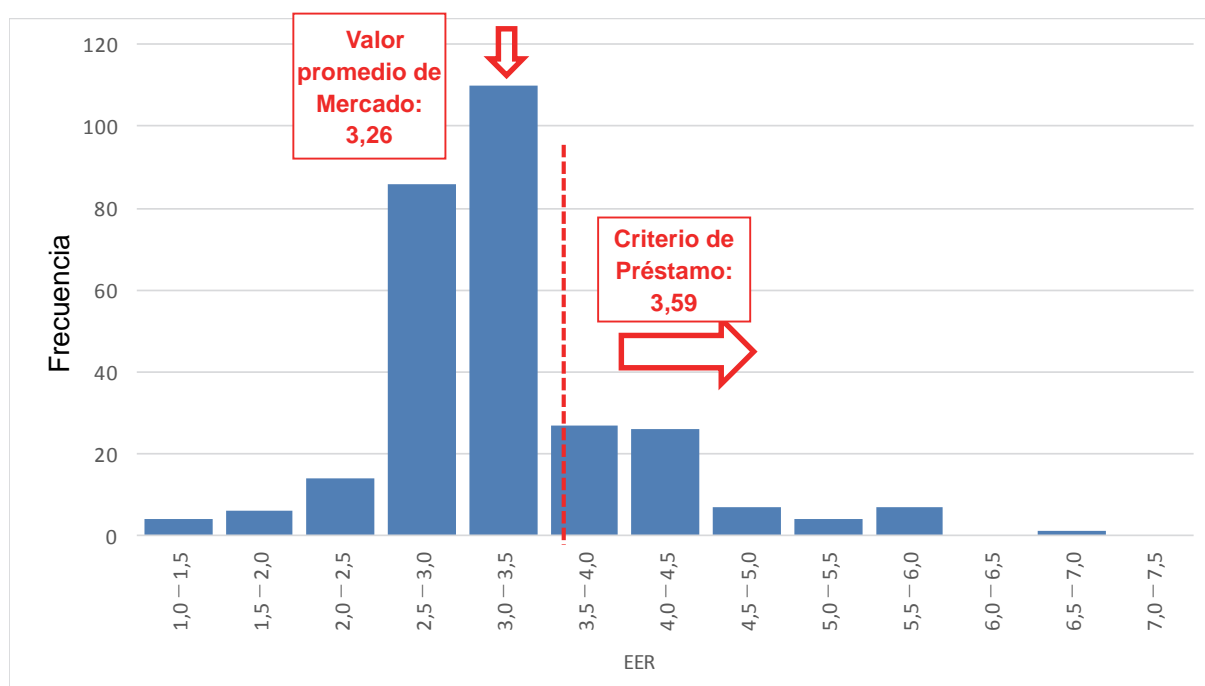
**Tabla 4.2 Lista de equipos (Caldera)**

Núm. m.	Fabricante	Modelo	Eficiencia (%)
1	FORBES MARSHALL	WHRB	98,0%
2	BOSCH	U - L -S (200 to 1800 BHP)	95,1%
3	BOSCH	UT - HZ (13000 to 18300 kW)	95,0%
4	BOSCH	ZFR (1800 to 3500 BHP)	95,0%
5	BOSCH	UT - H (820 to 18300 kW)	94,8%
6	BOSCH	UNIMAT UT M (750 to 19200 kW)	94,5%

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

## 2) Aire acondicionado

El promedio de EER de los 294 modelos de aires acondicionados accesibles en Perú analizados es de 3,26. Se estableció el criterio de préstamo del programa AIRE al 3,59, un 10% más que el promedio de EER. La Figura 4.2 muestra la distribución de la eficiencia de aires acondicionados del mercado. La Tabla 4.3 señala de todos los equipos, los que superan este criterio de eficiencia.



Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

**Figura 4.2 Distribución de la eficiencia de aires acondicionados del mercado**

**Tabla 4.3 Lista de equipos (Aire acondicionado)**

No.	Fabricante	Tipo	Modelo	EER
1	DAIKIN	Enfriadores	Compresor Centrífugo Doble (tipo Refrigerado por Agua)	7,00
2	DAIKIN	Enfriadores	Compresor Centrífugo Simple (tipo Refrigerado por Agua)	7,00
3	DAIKIN	Enfriadores	Magnitud R con Rodamientos Magnéticos tipo Refrigerado por Agua	6,62
4	AAON	Unidades de Paquete Rooftop	RQ-002-1-H-CA01-111	5,63
5	AAON	Unidades de Paquete Rooftop	RQ-003-3-H-CA81-000	5,63
6	AAON	Unidades de Paquete Rooftop	RQ-004-3-H-EB09-111	5,63
7	AAON	Unidades de Paquete Rooftop	RQ-006-2-H-EB09-111	5,63
8	BARD	Aire Acondicionado	W60A1-C0ZXXXXXJ	5,33
9	BARD	Aire Acondicionado	W60A1-C0ZXXXXXJ	5,33
10	BARD	Aire Acondicionado	W60A1-C00XPXXXJ	5,33
11	BARD	Aire Acondicionado	W60A1-COZXPXX2J	5,33
12	DAIKIN	Enfriadores	Tornillo, tipo Refrigerado por Agua	4,72
13	DAIKIN	Enfriadores	Desplazamiento para Enfriar el Agua	4,72
14	STULZ	MiniSpace EC	CCD221 A	4,66
15	DAIKIN	VRV	Bomba de Calor (tipo Refrigerado por Agua)	4,63
16	BARD	Aire Acondicionado	W48A1-C0ZXPXX2J	4,57
17	DUNHAM-BUSH	Aire Acondicionado en Paquete Simple	6ACPSB890PG	4,48
18	DAIKIN	Bombas de Calor de Fuente de Agua	WCCW5036	4,45
19	GOODMAN	Serie ARUF	ARUF60D14	4,45
20	GOODMAN	Serie ARUF	ARUF60D14	4,45
21	GOODMAN	Serie ARUF	ARUF60D14	4,45
22	MCQUAY	Enfriadores de Agua con Compresor Centrífugo	WCCW4042	4,40
23	DAIKIN	VRV	Bomba de Calor (tipo Refrigerado por Aire)	4,40
24	DUNHAM-BUSH	Aire Acondicionado en Paquete Simple	6ACPSB480PG	4,38
25	MCQUAY	Enfriadores de Agua con Compresor Centrífugo	WCCW4019	4,37
26	DAIKIN	Bombas de Calor de Fuente de Agua	WCCW4060	4,28
27	DAIKIN	VRV	Recuperación de Calor (tipo Refrigerado por Aire)	4,28
28	DAIKIN	VRV	Recuperación de Calor (tipo Refrigerado por Agua)	4,28
29	DAIKIN	Bombas de Calor de Fuente de Agua	WCCW4024	4,22
30	STULZ	MiniSpace EC	CCD131 A	4,17
31	STULZ	MiniSpace EC	CCU 131A	4,17
32	TRANE	Enfriador Rotativo Helicoidal	RTAC2754U1ANUAFNNITY2TDBNN5	4,17
33	DAIKIN	Enfriadores Refrigerados por Aire con Compresor de Desplazamiento	AGZ040EPMNN-ER00	4,13
34	YORK	Enfriadores Refrigerados por Agua	Compresor de Desplazamiento, Modelo YCWL	4,10
35	AAON	Unidades de Paquete Rooftop	RN-008	4,10
36	AAON	Unidades de Paquete Rooftop	RN-010	4,10
37	AAON	Unidades de Paquete Rooftop	RN-008-3-0-FB09-111	4,10
38	AAON	Unidades de Paquete Rooftop	RN-010-2-0-CA01-000	4,10
39	AAON	Unidades de Paquete Rooftop	RN-013-3-0-BA02-000	4,07



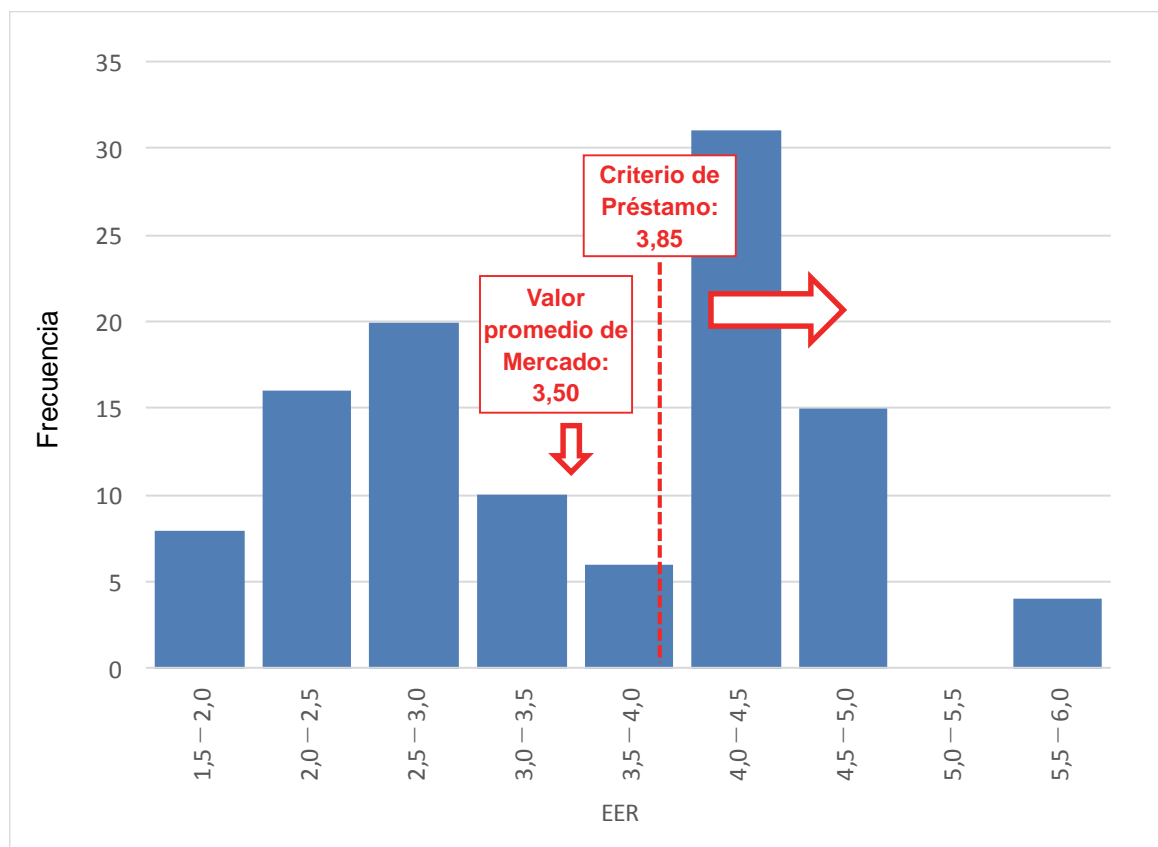
**Asistencia Especial para la Implementación de Proyecto (SAPI) sobre el Programa de Asistencia para la Infraestructura de Renovación Energética (Préstamos de Financiación para el Desarrollo)**

40	AAON	Unidades de Paquete Rooftop	RN-015-3-0-BA02-000	4,07
41	CARRIER	Unidades de Enfriamiento Eléctrico para Techo y Unidades de Enfriamiento Eléctrico / Calefacción por gas para Techo en Paquete Sencillo	50A3-050BST22AEE	4,06
42	CARRIER	Aire Acondicionado	38KHA012L	4,04
43	CARRIER	Xpower Blue II	38KHC012DSP	4,04
44	CARRIER	Sistema Dividido Hi-Wall Inverter	42KHC012DS	4,04
45	DUNHAM-BUSH	Aire Acondicionado en Paquete Simple	6ACPSE95PG	4,04
46	TRANE	Acondicionador de Sistema Dividido	4TTA3060D3000C	4,03
47	STULZ	MiniSpace EC	CCU 91 A	4,00
48	TRANE	Enfriador Rotativo Helicoidal	RTAC200JUX0NNAFNN1TY1CDBNN5TN1	3,96
49	CARRIER	Xpower Blue II	38KHC024DSP	3,94
50	CARRIER	Sistema Dividido Hi-Wall Inverter	42KHC024DS	3,94
51	MCQUAY	Aire Acondicionado	SWP028HLS27DSFYCEYYYYYMS	3,86
52	STULZ	MiniSpace EC	CCU 151 A	3,83
53	CARRIER	Solo Enfriamiento/ Calefacción Eléctrica de Paquete para Techo	50HC-E28ABB6A2A0A0	3,81
54	DAIKIN	Sistemas Rooftop	Solo Frío y Bomba de Calor, Maverick Comercial Ligero	3,81
55	DAIKIN	Sistemas Rooftop	Solo Frío y Bomba de Calor, Modelos DC Comercial Ligero	3,81
56	CIAC		CG42A-018PH3U1C	3,79
57	CIAC	Hi Wall 13 SEER 60Hz	CH42A-018-H3U1C	3,79
58	GOODMAN	Serie ARUF	ARUF48D14	3,76
59	GOODMAN	Serie ARUF	ARUF48D14	3,76
60	CARRIER	Unidades de Condensación Comercial Refrigeradas por Aire	38APS03055A10020	3,75
61	TRANE	Enfriadores Rotativos Helicoidales	Refrigerados por Agua, Modelo RTWD, Serie R	3,72
62	AAON	Unidades de Paquete Rooftop	RN-016-3-0-0U9H-000	3,72
63	AAON	Unidades de Paquete Rooftop	RN-020-3-0-BB02-000	3,72
64	AAON	Unidades de Paquete Rooftop	RN-025-3-0-EA09-000	3,72
65	DAIKIN	Bombas de Calor de Fuente de Agua	WCCW5012	3,72

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

### 3) Equipos de refrigeración industrial

El promedio de ERR de los 110 modelos de equipos de refrigeración industrial accesibles en Perú analizados es de 3,50. Se estableció el criterio de préstamo del programa AIRE al 3,85, un 10 % más que el promedio de ERR. La Figura 4.3 muestra la distribución de la eficiencia de equipos de refrigeración industrial del mercado. La Tabla 4.4 señala de todos los equipos, los que superan este criterio de eficiencia.



Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

**Figura 4.3 Distribución de la eficiencia de equipos de refrigeración industrial del mercado**

**Tabla 4.4 Lista de equipos (Equipos de Refrigeración Industrial)**

No.	Fabricante	Tipo	Modelo	EER
1	LENNOX	Manejadora de Aire	CBX25UH-042	5,96
2	LENNOX	Manejadora de Aire	CBX27UH-036-230-6-03	5,57
3	LENNOX	Manejadora de Aire	CBX27UH-036-230	5,57
4	Copeland	Ultra Tech TM	ZX21KCE - TF5	5,54
5	MAYEKAWA	Compresor Reciprocante	N8M	4,84
6	YORK	Enfriador tipo Scroll Refrigerado por Agua	YCWL0198SE40XAB	4,92
7	Copeland	Compresor Scroll ZO para Refrigeración Subcrítica R-744 (CO2)	ZO58K3E	4,89
8	YORK	Enfriador tipo Scroll Refrigerado por Agua	YCWL0118SE46XAC	4,89
9	MAYEKAWA	Compresor Reciprocante	N6M	4,84
10	MAYEKAWA	Compresor Reciprocante	N4M	4,84
11	Copeland	Compresor Scroll ZO para Refrigeración Subcrítica R-744 (CO2)	ZO45K3E	4,84
12	LENNOX	Manejadora de Aire	CBX27UH-060-230	4,80
13	LENNOX	Manejadora de Aire	CBX27UH-060-230-6-04	4,80
14	LENNOX	Manejadora de Aire	CBX27UH-060	4,80
15	Copeland	Compresor Scroll ZO para Refrigeración Subcrítica R-744 (CO2)	ZO104K3E	4,78
16	YORK	Enfriador tipo Scroll Refrigerado por Agua	YCWL0056SE40XAB	4,70
17	BOHN	Unidad Condensadora	BDT1500M6C	4,59
18	Copeland	Compresor Scroll ZO para Refrigeración Subcrítica R-744 (CO2)	ZO21K3E	4,51
19	Copeland	Compresor Scroll ZO para Refrigeración Subcrítica R-744 (CO2)	ZO34K3E	4,51

*Asistencia Especial para la Implementación de Proyecto (SAPI) sobre el Programa de Asistencia para la Infraestructura de Renovación Energética (Préstamos de Financiación para el Desarrollo)*

20	BOHN	Unidad Condensadora	BDT2500H2E-021B	4,46
21	BOHN	Unidad Condensadora	BDT3000L6E-021B	4,43
22	LENNOX	Manejadora de Aire	CBX25UH-018	4,40
23	Copeland	Unidad Externa de Condensación para Refrigeración tipo Scroll, Copeland (XJ Series)	ZS21K4E - TF5	4,37
24	BOHN	Unidad Condensadora	BDT1500M6D	4,29
25	LENNOX	Manejadora de Aire	CBX25UH-030	4,26
26	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ035EPMNN-ER00	4,25
27	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ055EPMNN-ER00	4,25
28	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ140DHSNN-ER10	4,25
29	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ140EPMNN-ER00	4,25
30	BOHN	Unidad Condensadora	BDT0750M6D	4,25
31	LENNOX	Manejadora de Aire	CBX25UH-036	4,23
32	LENNOX	Manejadora de Aire	CBX25UH-060	4,16
33	BOHN	Unidad Condensadora	BDT1000M6D	4,16
34	BOHN	Unidad Condensadora	BDT1200L6D	4,16
35	BOHN	Unidad Condensadora	BDT1500L6C	4,16
36	BOHN	Unidad Condensadora	BDT1500L6D	4,16
37	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ060E.D.SE.N	4,16
38	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ060EPMNN-ER00	4,16
39	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ160D	4,16
40	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ160D.H.4N	4,16
41	DAIKIN	Enfriadoras de Agua con Compresor Centrífugo	AWS.280C CD HEWN-ER10	4,16
42	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ070E.D.SE.N	4,10
43	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ080D	4,10
44	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ013BS	4,07
45	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ025BB4	4,07
46	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ029BB2	4,07
47	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ170E	4,07
48	LENNOX	Manejadora de Aire	CBX25UH-024	4,07
49	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ130DHSNN-ER10	4,02
50	DAIKIN	Enfriadoras refrigeradas por Aire con Compresor Scroll	AGZ130EP02	4,02

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

#### 4.1.3 Otros Criterios Técnicos

Sobre los equipos que no están listados, se establecieron criterios para evaluar el 10% de ahorro de energía, como se indica abajo.

(1) Categorías que garantizan el cumplimiento del ahorro de energía

En general, se ha confirmado que se produce un 10% o más de efecto de ahorro de energía, al

reemplazar los siguientes equipos. En caso de introducir estos equipos, se considera que se cumplen las normas de conservación de energía del programa AIRE.

**Tabla 4.5 Equipos que garantizan un 10% o más de ahorro de energía**

Tipo de equipos	Tipo de introducción	Antes del reemplazo	Después del reemplazo	Efecto de ahorro de energía
Iluminación	Reemplazo/Nueva instalación	Lámpara incandescente	Iluminación LED	80% <sup>19</sup>
Iluminación	Reemplazo/Nueva instalación	Lámpara fluorescente	Iluminación LED	40% <sup>20</sup>
Ascensor	Reemplazo/Nueva instalación	Sin control de inversor	Con control de inversor	30% <sup>21</sup>
Ascensor	Reemplazo/Nueva instalación	Sin equipo de control regenerativo	Con equipo de control regenerativo	15% <sup>22</sup>

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

## (2) Edificios con certificación LEED

LEED es un sistema de evaluación global del comportamiento ambiental de edificios, desarrollado por el Consejo de Construcción Verde de EE.UU.(USGBC), una organización sin fines de lucro de Estados Unidos. Se otorga calificación en cuatro grados: Certificado, Plata, Oro y Platino, por la puntuación total, al cumplir una serie de requisitos obligatorios de las siete categorías de evaluación: parcelas, agua, energía, materiales, calidad de aire, innovación y prioridades regionales. En LEED, hay requisitos obligatorios establecidos, y con respecto a la eficiencia energética, debe estar cumplido un “10% o más de ahorro de energía de las normas ASHRAE”, por lo que la obtención de uno de los cuatro grados de calificación de la certificación LEED, puede acreditar el cumplimiento de las normas de conservación de energía del programa AIRE, ya que se puede considerar que el cumplimiento de un 10% o más de ahorro de energía de los niveles generales ya está garantizado.



Fuente : <http://greendomus.com.br/en/leed-certification/>

**Figura 4.4 Marcas de Certificación LEED**

<sup>19</sup> Página web de la Asociación LED de Japón

<sup>20</sup> ídem

<sup>21</sup> Ahorro de energía de instalaciones comerciales, Centro de Conservación de Energía, Japón

<sup>22</sup> ídem

(3) Otros casos

En caso de promover el ahorro de energía a través de la introducción de equipamientos especiales que no están mencionados arriba (ej. ahorro de energía por la implementación de cogeneración y el mejoramiento de procesos de fábricas), se evaluará caso por caso, tras revisar en forma individual los documentos sobre cálculo de la eficiencia energética presentados por las empresas solicitantes. El procedimiento de la revisión es el siguiente:

- 1) Verificar la pertinencia del rango de comparación del ahorro de energía (confirmar si es la comparación de solo equipamientos o de consumos de todas las instalaciones, así como también qué índices se aplican para la medición y estimación).
- 2) En el caso del reemplazo, verificar la pertinencia de los valores de medición y estimación de consumos de energía en los rangos existentes de comparación. En el caso de una nueva instalación, verificar la pertinencia del nivel de consumo de energía del sistema a comparar, consultando las leyes actuales y normas internacionales. Este consumo de energía se denomina como A.
- 3) Verificar la pertinencia del cálculo del consumo de energía en el rango de comparación, posterior a la introducción de equipamientos. Este consumo de energía se denomina como B.
- 4) Comprobar la fórmula:  $(A - B) / A > 10\%$

#### 4.1.4 Actualización de los criterios de financiación y revisión de RO

Los resultados del análisis mencionado arriba se organizan a continuación. Se explicaron a COFIDE los siguientes puntos como criterios de financiación del componente de bajo consumo de energía, y se obtuvo su consentimiento. Estos contenidos se añadieron en letras rojas a la propuesta de revisión de RO, la cual figura en el Anexo 4.

Criterio 1: Introducción de equipos que se conforman con la lista de equipos (de la Tabla 4.2 a la Tabla 4.4)

Criterio 2: Introducción de equipamientos que garantizan el cumplimiento del ahorro de energía (la Tabla 4.5)

Criterio 3: Financiamiento a edificios con certificación LEED

Criterio 4: En otros casos se hará revisión individual del efecto de ahorro de energía.

#### 4.2 Componentes de diésel

En este estudio, se añadieron unos criterios a fin de minimizar el impacto ambiental, lo que constituye el propósito del presente TSL, después de evaluar la pertinencia de los criterios actuales del préstamo para componentes diésel.

#### 4.2.1 Criterios actuales del préstamo

Según el RO del programa AIRE, proporcionado por COFIDE, los criterios actuales del préstamo de componentes diésel son los siguientes.

- 1) Autobús o camión
- 2) EURO III o EURO IV
- 3) Vehículos medianos y grandes de motor diésel que cumplen los siguientes tamaños:  
 Bus : Longitud del chasis: 8m o más; Ancho del vehículo: 2m o más; Número de asientos de pasajeros; 30 o más  
 Camión: Peso bruto del vehículo: 9 ton. o más

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio según el Anexo 3: Criterios de Selección del Reglamento Operativo del Programa AIRE

#### 4.2.2 Normas EURO

Las normas EURO consisten en controlar las emisiones de contaminantes atmosféricos (Nox, PM, CO, HC<sup>23</sup>) de los gases de escape de los vehículos. La siguiente tabla indica las normas para motores diésel. Junto con ellas, como referencia están colocadas la norma de Japón sobre el control de las emisiones de gases de escape. La norma actual de Europa es Euro VI. En Japón no se aplican las normas EURO, ya que están establecidos sus propios valores de control que son equivalentes a EURO VI. Hay que anotar que las normas para motores de gasolina se expresan con números arábigos (EURO III, EURO IV, etc.), mientras que las normas para motores diésel con números romanos (EURO III, EURO IV, etc.).

**Tabla 4.6 Nivel de control de las emisiones de gases por cada estándar de las Normas EURO**

Estándar	NOx (g/kWh)	PM (g/kWh)	CO (g/kWh)	HC (g/kWh)	Observación
EURO I	8,0	0,36	4,5	1,10	Norma de Europa
EURO II	7,0	0,15	4,0	1,10	"
EURO III	5,0	0,10	2,1	0,66	"
EURO IV	3,5	0,02	1,5	0,46	"
EURO V	2,0	0,02	1,5	0,46	"
EURO VI	0,4	0,01	1,5	0,13	"
Control de Emisiones de Gases de la Siguiete Generación	0,4	0,01	2,22	—	Norma de Japón

\*Normas aplicadas al peso bruto del vehículo superior a las 3.5 toneladas

Fuente : elaborado por la Misión de Estudio según los documentos de la Asociación de Fabricantes de Automóviles de Japón

<sup>23</sup> NOx : Óxidos de Nitrógeno, HC : Hidrocarburo, PM : Material Particulado, CO : Monóxido de Carbono

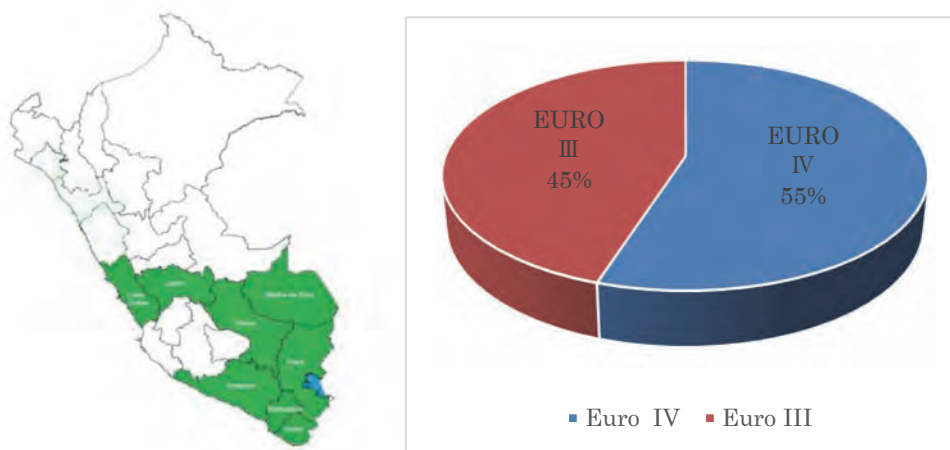
#### 4.2.3 Normas EURO y relación entre el motor y el combustible

Las cantidades de óxidos de nitrógeno (NOx) y de material particulado (PM) en el gas de escape dependen del contenido de azufre del combustible. Mientras es más alto el contenido de azufre, mayores son las cantidades de NOx y de PM. Por lo tanto, se necesita el combustible de bajo contenido de azufre que se obtiene mediante buen proceso de refinación, a fin de cumplir un alto nivel de criterio. El límite del contenido de azufre establecido por ley en Perú es de 5000ppm, correspondiente a EURO III. Por otra parte, ahora se está modernizando la refinería para suministrar diésel con un contenido máximo de 50ppm que corresponde a EURO IV.

Asimismo, se fabrican motores por cada categoría de las Normas: EURO III y EURO IV. No se puede aplicar a un motor EURO IV, el combustible EURO III de alto contenido de azufre. Por esta razón, aunque los fabricantes japoneses fabrican y venden actualmente motores diésel de baja emisión correspondientes a EURO VI en Japón, venden en Perú los vehículos EURO III o EURO IV fabricados para Perú, bajando el nivel de las normas, debido al atraso en la reducción de azufre del combustible en Perú. Por lo cual, mientras que se mantengan aplicados los motores y combustible correspondientes a las mismas categorías que ahora, los vehículos japoneses no podrán predominar sobre las cantidades de contaminantes atmosféricos de los gases de escape.

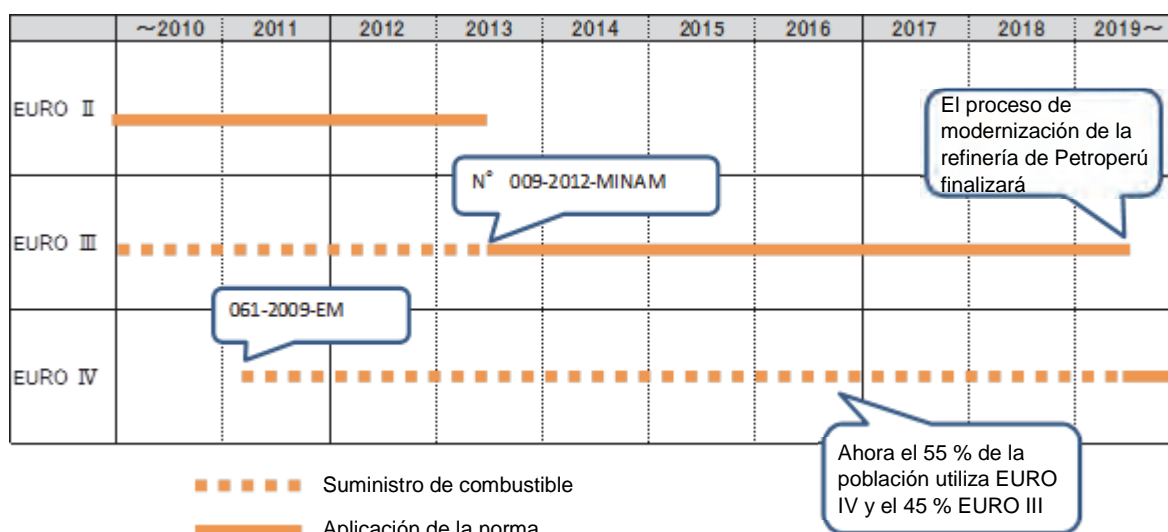
#### 4.2.4 Transición de Normas EURO en Perú

A partir del año 2013, está aplicado EURO III en Perú (por el Decreto Supremo N° 009-2012-MINAM). Asimismo, A partir de enero de 2011, está suministrado el diésel EURO IV en algunas regiones (por el Decreto Supremo 061-2009-EM). Ahora se vende el combustible EURO IV en las 8 regiones tales como Lima, Cusco y Arequipa etc., y la población que habita en las regiones con acceso al EURO IV corresponde al 55 % de la población nacional total. Según el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, se prevé establecer legalmente la reducción del contenido de azufre del diésel a 50ppm o menos en el año 2017, sin embargo, la empresa nacional Petroperú no finalizará la modernización del proceso de refinación antes de 2019, por lo que ambos tipos de diésel EURO III y EURO IV seguirán vendiéndose en Perú.



Fuente : OSINERGMIN, 2016

**Figura 4.5** Regiones que se benefician de EURO IV (izquierda); Proporción de la población nacional que accede a EURO IV (derecha)



Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

**Figura 4.6** Transición de Normas EURO y del suministro de combustible en Perú

#### 4.2.5 Estudio sobre la eficiencia del combustible

Se puede decir que, comparando EURO III y EURO IV que constituyen los criterios de préstamo de los componentes de diésel, EURO IV emite menos contaminantes atmosféricos. En el caso de los vehículos EURO III, sus emisiones contaminantes no son menores, por esta razón se realizó estudio sobre la eficiencia del combustible con el propósito de identificar de los vehículos EURO III, uno con menos impacto ambiental. Cabe mencionar que aquellos que tienen alta eficiencia del combustible, se consideran como vehículos de baja emisión de gases de escape, debido a su menor densidad de CO<sub>2</sub>.



Basándose en las estadísticas de ventas de autobuses diésel y camiones diésel del año 2015, proporcionadas por la Asociación Automotriz del Perú, se estableció contacto con un total de 36 empresas fabricantes, y se les solicitó información sobre la eficiencia de los motores. La Tabla 4.7 presenta una lista de fabricantes en orden descendiente según el rendimiento de las ventas del año 2015 y también lleva las respuestas a la encuesta solicitada. Resulta que 6 de los 36 fabricantes brindaron su información: 2 japoneses, 3 occidentales y un chino y coreano. La Tabla 4.8 señala las respuestas organizadas por región de los fabricantes.

**Tabla 4.7 Presencia o ausencia de las respuestas a la encuesta en orden descendiente según el rendimiento de las ventas de vehículos en 2015**

Núm.	Fabricante	Respuesta a la encuesta	País del fabricante	Núm. de ventas de 2015
1	HINO	Datos ya brindados	Japón	1511
2	ISUZU	Datos ya brindados	Japón	1158
3	MITSUBISHI (FUSO)	Falta de respuesta	Japón	1043
4	HYUNDAI	Falta de respuesta	Corea	1006
5	VOLVO	Datos ya brindados	Suecia	682
6	JAC	Rechazo al otorgamiento	China	583
7	MERCEDES BENZ	Datos ya brindados	Alemania	511
8	FOTON	Falta de respuesta	China	480
9	DONGFENG	Rechazo al otorgamiento	China	466
10	FORLAND	Falta de respuesta	China	242
11	SCANIA	Datos ya brindados	Suecia	218
12	JMC	Falta de respuesta	China	216
13	VOLKSWAGEN	Rechazo al otorgamiento	Alemania	187
14	INTERNATIONAL	Rechazo al otorgamiento	EE.UU.	185
15	IVECO	Falta de respuesta	Italia	145
16	SINOTRUK	Falta de respuesta	China	140
17	FREIGHTLINER	Rechazo al otorgamiento	USA	135
18	JINBEI	Falta de respuesta	China	131
19	BEIJING AUTOMOBILE WORKS	Falta de respuesta	China	96
20	FAW	Falta de respuesta	China	84
21	T-KING	Falta de respuesta	China	83
22	SHACMAN	Falta de respuesta	China	83
23	YUEJIN	Falta de respuesta	China	75
24	CNJ	Falta de respuesta	China	62
25	CAMC	Falta de respuesta	China	56
26	SHIFENG	Falta de respuesta	China	47
27	LISHEN	Falta de respuesta	China	46
28	SITOM	Falta de respuesta	China	31
29	XCMG	Falta de respuesta	China	27
30	HOWO	Datos ya brindados	China	26
31	SPARTAN ERV	Falta de respuesta	USA	22
32	HONGYAN	Falta de respuesta	China	19
33	KAMA	Falta de respuesta	China	17
34	KINGSTAR	Falta de respuesta	China	13
35	DMC	Falta de respuesta	USA	12
36	STRONG	Falta de respuesta	China	11

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

**Tabla 4.8 Respuestas de los Fabricantes por Región**

	Japonés	Americano	Europeo	Chino	Coreano	Total
Datos ya brindados	2		3	1		6
Falta de respuesta	1	2	1	20	1	25
Rechazo al otorgamiento		2	1	2		5
Total	3	4	5	23	1	36

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

La Tabla 4.9 describe los detalles de la información brindada sobre la eficiencia de los motores. La eficiencia del combustible se representa por BSFC[g/kWh] (Consumo Específico de Combustible al freno : Brake Specific Fuel Consumption), y mientras más pequeño es el valor, es menor el consumo de combustible por unidad de potencia y mejor la eficiencia del motor. La Figura 4.7 representa estos datos convertidos en gráfica. El eje horizontal representa la cilindrada del motor, y el eje vertical la eficiencia del combustible. Como tendencia, mientras más grande es la cilindrada del motor, mejor es la eficiencia del combustible. La curva aproximada de la Figura se considera como promedio de estos datos, y se puede decir que los motores más eficientes que este promedio (los que se ubican más abajo de la curva aproximada), superan el promedio del mercado en la eficiencia del combustible. Sin embargo, durante este estudio se decidió la financiación del componente diésel a las unidades de autobús marca Volvo (destinada a la empresa Cruz del Sur), cuyos motores se ubican más arriba de esta curva según los datos, por lo cual, si se establece a esta curva el criterio de financiación, el proyecto de la empresa Cruz del Sur no se beneficiará del préstamo.

Cuando se recolectaban los citados datos, la mayoría de los fabricantes no brindaron información de la eficiencia del combustible como se mencionó anteriormente, y los que brindaron su información son generalmente muy buenos. Si se comparan solo entre ellos con los datos brindados, muchos buenos fabricantes podrán ser descartados para la financiación, por esta razón, en vez de establecer valor de referencia en la eficiencia del combustible, se propuso a COFIDE el añadir el criterio de que “el aplicante para el componente diésel debe brindar o divulgar la información de la eficiencia del combustible”, con el propósito de evitar el otorgamiento del préstamo para vehículos de baja eficiencia del combustible y alto impacto ambiental, y COFIDE no presentó objeción alguna. De hecho, esta condición resultará favorecer a las buenas empresas, incluidas las japonesas.

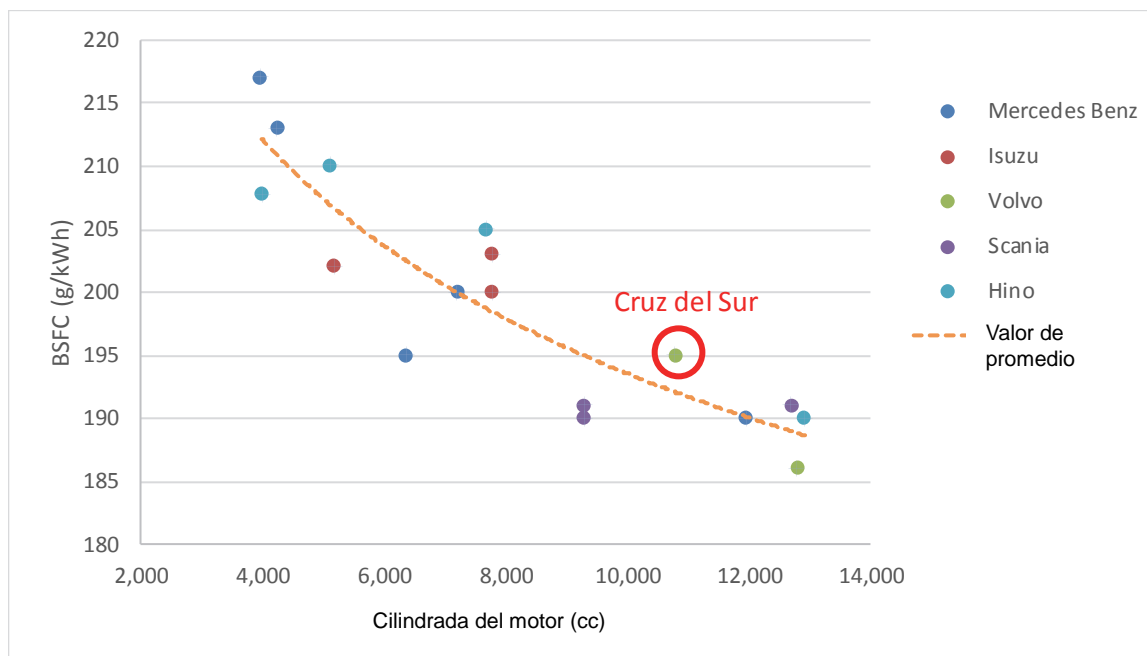
**Tabla 4.9 Datos recolectados sobre la eficiencia de los motores**

Fabricante*1	Tipo de Motor	Norma EURO	Cilindrada (cc)	BSFC *2 (g/kWh)
Mercedes Benz	OM 364 LA	EURO III	3.972	217
	OM 904 LA	EURO III	4.249	213
	OM 926 LA	EURO III	7.201	200
	OM 457 LA	EURO III	11.967	190
	OM 906 LA	EURO III	6.374	195
Volvo	D13A	EURO III	12.800	186
	D11A	EURO III	10.800	195
Scania	DC09 114250	EURO III	9.300	191
	DC09 115310	EURO III	9.300	190
	DC13 107410	EURO III	12.700	191
Isuzu	SFC 4HK1-TCN	EURO III	5.193	202
	SFC 6HK1-TCN	EURO III	7.790	203
	SFC 6HK1-TCS	EURO III	7.790	200
Hino	N04C-VB	EURO III	4.009	207.7
	J05E-TC	EURO III	5.123	210
	J08E-UD	EURO III	7.684	205
	E13C-WU	EURO III	12.913	190

\*1: Howo, el único fabricante chino y coreano que respondió sobre la eficiencia del combustible, está excluido, debido a su motor EURO II.

\*2: La eficiencia máxima de cada motor

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio



Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

**Figura 4.7 Comparación de la eficiencia del combustible**

#### 4.2.6 Desarrollo de normas de financiación

Se organizan a continuación los resultados del análisis mencionado arriba. Éstos se determinan como criterios de financiación del componente diésel. La propuesta de revisión del RO se enumera en el Anexo.

(1) En caso de introducir un vehículo EURO IV

La densidad de PM y de NOx en el gas de escape de EURO IV es menor que la de EURO III, por lo que los vehículos EURO IV son objeto de préstamo, según los criterios nacionales de emisiones.

(2) En caso de introducir un vehículo EURO III

Se añade el criterio de que “el aplicante del préstamo debe brindar o divulgar la información de la eficiencia del combustible”.

#### 4.2.7 Método de cálculo de la reducción de emisiones de gas

Se puede calcular la reducción de emisiones a la que contribuye la implementación del presente TSL, mediante la siguiente fórmula.

(1) Reducción de contaminantes atmosféricos (NOx y PM)

En caso de mejorar el nivel de las normas EURO, el método de cálculo de la reducción de emisiones de NOx y de PM es el siguiente.

$$\text{Reducción anual de NOx} = (A - B) [\text{g/kWh}] \times \text{Consumo anual de combustible [L/año]} \\ \times \text{Densidad de diésel } 820[\text{g/L}] / \text{Eficiencia media del motor } 200[\text{g/kWh}]$$

**Tabla 4.10 Valor de NOx por cada caso de actualización**

Caso de actualización	A	B
de EURO II a EURO III	7,0	5,0
de EURO II a EURO IV	7,0	3,5
de EURO III a EURO IV	5,0	3,5

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

$$\text{Reducción anual de PM} = (C - D) [\text{g/kWh}] \times \text{Consumo anual de combustible [L/año]} \\ \times \text{Densidad de diésel } 820[\text{g/L}] / \text{Eficiencia media del motor } 200[\text{g/kWh}]$$

**Tabla 4.11 Valor de PM por cada caso de actualización**

Caso de actualización	C	D
de EURO II a EURO III	0,15	0,10
de EURO II a EURO IV	0,15	0,02
de EURO III a EURO IV	0,10	0,02

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

(2) Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)

El método de cálculo de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) es el siguiente.

$$\begin{aligned} \text{Reducción anual de GEI} = & \text{Consumo anual de combustible [L/año]} \\ & \times \text{Densidad de diésel 820[g/L]} \\ & \times \text{Emisiones de CO}_2 \text{ por cada unidad 2,596[g-CO}_2\text{/g]} \\ & \times (\text{BSFC antes de la actualización} - \text{BSFC después de la} \\ & \text{actualización}) / \text{BSFC antes de la actualización [\%]} \end{aligned}$$

## 5 Diagnóstico energético

### 5.1 Descripción

En este estudio, se realizó el diagnóstico energético en 3 sitios de los proyectos piloto. Entre los candidatos de sub-proyectos del componente de eficiencia energética, descritos en la Tabla 3.2, se seleccionaron como beneficiarias de los proyectos pilotos, 3 empresas: la empresa D, la empresa I y la empresa E, manifestadas como candidatas de sub-proyectos en el momento del primer estudio de campo, y se obtuvieron consentimientos tanto de COFIDE como de las mismas sobre la ejecución del diagnóstico energético. Se les efectuó el diagnóstico en el momento del segundo estudio de campo. Su resumen se describe más abajo. Además de lo cual, se elaboró un informe del diagnóstico por cada sitio y se explicaron sus detalles a los objetos del diagnóstico.

**Tabla 5.1 Descripción del diagnóstico energético**

Ejecutor	Objeto del diagnóstico	Fecha de ejecución
CENERGÍA (Centro de Conservación de Energía y del Ambiente)	① Empresa D (planta de alimentos)	14/7/2016
	② Empresa I (hotel)	20/7/2016
	③ Empresa E (planta de productos lácteos)	3/8/2016

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

### 5.2 Diagnóstico energético a la empresa D

#### (1) Perfil del objeto del diagnóstico

La empresa D es la filial local de una empresa de alimentos con sede en Japón, y tiene una planta de producción de condimentos en Perú. Se realizó un diagnóstico energético a esta planta para analizar la introducción de la cogeneración en la misma con el propósito de promover la eficiencia energética.

#### (2) Método del diagnóstico energético

Por la mañana, se confirmaron el perfil de la planta, el consumo de energía y el contrato de electricidad, entre otros en una entrevista con el auditado, y luego se llevó a cabo un estudio de campo.

#### (3) Resultados del diagnóstico energético

Los resultados del diagnóstico energético se enumeran abajo. Sobre los conceptos del ahorro de energía, está presentada una propuesta, después de considerar el consumo actual de energía, la potencia contratada y la máxima demanda de electricidad, entre otros. Asimismo, en cuanto a la cogeneración, se ha seleccionado una escala óptima, tras analizar en forma comparativa los tres planes de introducción: 1). tipo solo consumo interior; 2). tipo venta del excedente de energía; 3). tipo grande para la venta de electricidad. Los detalles del contenido de este diagnóstico constan en el Anexo 4.

**Tabla 5.2 Resultados del diagnóstico energético**

Ítem	Reducción del costo de electricidad (USD/Año)	Monto de inversión (USD)	Período de retorno simple de la inversión
1) Conceptos de la eficiencia energética <ul style="list-style-type: none"><li>• Reemplazo de motores de bomba</li><li>• Introducción del sistema de monitoreo y del control de carga en momentos de demanda pico</li></ul>	55.000	150.000	2,7 años
2) Introducción de la cogeneración <ul style="list-style-type: none"><li>• Introducción de un sistema de 7,9MW y venta del excedente de electricidad</li></ul>	2.000.000	9.500.000	4,7 años

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

### 5.3 Diagnóstico energético a la empresa I

#### (1) Perfil del objeto del diagnóstico

La empresa I es un hotel ubicado en el distrito San Isidro, Lima. Tiene planeado reemplazar el sistema de aire acondicionado, siendo el usuario final del fabricante de aire acondicionado J. Se realizó un diagnóstico energético a esta empresa para analizar el potencial de la eficiencia energética sobre los equipos, aparte del aire acondicionado.

#### (2) Método del diagnóstico energético

Por la mañana, se confirmaron en forma resumida los equipos del hotel y el consumo de energía, entre otros en una entrevista con el ejecutor, y luego se llevó a cabo un estudio de campo.

#### (3) Resultados del diagnóstico energético

Los resultados del diagnóstico energético se enumeran abajo. Está presentado el monto de la reducción del costo de electricidad, generada por la mejora del factor de potencia, en caso de introducir un condensador de tamaño necesario, después de verificar el factor de potencia del equipo receptor y el efecto del ahorro de energía que surge por el reemplazo de las lámparas fluorescentes existentes por lámparas LED, aparte del efecto del ahorro que se produce por el reemplazo del sistema de aire acondicionado, cuya estimación fue presentada por la empresa J. Los detalles del contenido de este diagnóstico constan en el Anexo 5.

**Tabla 5.3 Resultados del diagnóstico energético**

Concepto de la eficiencia energética	Monto de la reducción del costo de electricidad (USD/Año)	Monto de inversión (USD)	Período de retorno simple de la inversión
1) Reemplazo del sistema de aire acondicionado (1ª fase + 2ª fase)	63.000	530.000	8,4 años
2) Introducción de dispositivos de iluminación LED	10.000	21.000	2,1 años
3) Mejora del factor de potencia	2.700	5.000	1,9 años

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

#### 5.4 Diagnóstico energético a la empresa E

##### (1) Perfil del objeto del diagnóstico

La empresa E es un fabricante grande de productos lácteos de Perú. Siendo el usuario final del manufacturero E que fabrica equipos de refrigeración industrial, tiene previsto introducir un sistema de refrigeración de este manufacturero. Se realizó un diagnóstico energético a la empresa E con el propósito de promover la eficiencia energética tanto en la planta como en los equipos.

##### (2) Método del diagnóstico energético

Por la mañana, se confirmaron el perfil de la planta, el consumo de energía y el contrato de electricidad, entre otros en una entrevista con el auditado, y luego se llevó a cabo un estudio de campo.

##### (3) Resultados del diagnóstico energético

Los resultados del diagnóstico energético se enumeran abajo. En los conceptos de la eficiencia energética, están propuestas la mejora del factor de potencia del equipo receptor de potencia y la introducción de dispositivos de iluminación LED igual que en el citado hotel, aparte de la optimización del sistema de refrigeración, presentada por el manufacturero E. Esta planta necesita una fuente de calor igual que la empresa D mencionada anteriormente, por lo cual se ha presentado análisis sobre la introducción de la cogeneración. Los detalles del contenido de este diagnóstico constan en el Anexo 6.



**Tabla 5.4 Resultado del Diagnóstico energético**

Ítem	Reducción del costo de electricidad (USD/Año)	Monto de inversión (USD)	Período de retorno simple de la inversión
1) Conceptos de la eficiencia energética <ul style="list-style-type: none"><li>• Mejora del factor de potencia</li><li>• Consolidación de equipos de refrigeración</li><li>• Introducción de dispositivos de iluminación LED</li></ul>	270.000	380.000	1,4 años
2) Introducción de la cogeneración <ul style="list-style-type: none"><li>• Introducción de un sistema de 1,7MW y venta del excedente de electricidad</li></ul>	680.000	2.900.000	4,2 años

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

## 6 Análisis de los factores de impedimento y propuesta para la solución

### 6.1 Sobre el manejo del programa AIRE en COFIDE

Los financiamientos ejecutados en el marco del Programa AIRE a la fecha de la elaboración del presente informe, son como se describen a continuación.

**Tabla 6.1 Financiamientos ejecutados del Programa AIRE**

Sector	Monto financiado 【millones de dólares】 (proporción %*)	Nombre del Proyecto
Autobuses propulsados por gas natural	3,35 (40,2)	ET La Unidad Villa ET San Felipe Hermanos Tume
Energía renovable	41,66 (100)	Eje Junín Maple Etanol Parque Eólico
Diésel de baja emisión	8,33 (100)	Transportes Cruz del Sur
Eficiencia energética	0 (0%)	
Total	53,34 (64,0)	

\*Cifra obtenida dividiendo el monto del préstamo obtenida hasta la fecha por la asignación del préstamo AOD.

Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

A la fecha del inicio del Estudio, el financiamiento al sector del diésel de baja emisión fue de cero. El proyecto de la empresa Transporte Cruz del Sur que se identificó como proyecto candidato a financiamiento durante la realización del presente Estudio, no es un proyecto identificado por la Misión de Estudio, en tanto que los proyectos de Toyota Perú (Hino Motors), Maekawa Manufacturing Co., Ltd., Daikin Airconditioning Perú S.A.C., Ajinomoto y Green Building Council Perú con los que la Misión de Estudio ha mantenido contacto siguen actualmente de discusión.

Dentro de la serie de estudios realizados, la Misión de Estudio verificó los siguientes hechos relacionados con el manejo del programa AIRE en COFIDE.

- ① COFIDE desde el año 2008 realiza financiamientos para el medioambiente y ahorro energético con el nombre de Bionegocios.
- ② JICA otorgó en el 2012 un Financiamiento de TSL al Programa AIRE y en el 2013 KfW otorgó otro financiamiento TSL.
- ③ COFIDE ha aceptado estos préstamos como fuente de financiamiento de su programa Bionegocios para destinar estos fondos en función a la naturaleza de los proyectos de financiamiento.
- ④ Tal es así que COFIDE no ha venido desarrollando acciones divulgativas que destaquen la existencia del Programa AIRE, proporcionando el recurso del Programa AIRE a aquellos proyectos considerados como apropiado para AIRE de entre los proyectos presentados al Departamento de Servicios Financieros por las empresas privadas y/o bancos comerciales y

en cuanto a los otros programas, son financiados por KfW o con el fondo general de COFIDE.

Estos hechos han sido corroborados por las siguientes encuestas realizadas.

- ① Los dos personales a cargo del Programa AIRE no han sido informados sobre el proyecto de la empresa Cruz del Sol que ha consumido toda la asignación del Acuerdo de Préstamo del componente de Diésel hasta poco antes de su presentación al Directorio de COFIDE. Es decir que el proyecto que estuvo llevando adelante por otro departamento, finalmente fue asignado a AIRE.
- ② Existencia de un documento en el que se apunta asignar 800 millones de yenes del componente diésel del Programa AIRE al proyecto de la empresa Cruz del Sur presupuestado en 1,100 millones de yenes. Es decir que el programa AIRE no puede realizar préstamos independientemente, pero es posible realizar otro préstamo mezclado con otros fondos.
- ③ Ante la petición de la Misión de Estudio de concertar una cita con la empresa Cruz del Chaco, el encargado de COFIDE ha respondido que “le podemos arreglar la cita con la empresa, pero tal vez la solicitud sorprenda a Cruz del Chaco ya que desconocen que se trata de un fondo proveniente del Préstamo de TSL de JICA” (esta cita no ha sido concertada). Es decir que COFIDE no ha transmitido al prestatario que los fondos provienen del programa AIRE.
- ④ En cuanto al componente de energía renovable el financiamiento, los préstamos efectivos están al 100%, existiendo una alta probabilidad de que se haya aplicado el mismo procedimiento descrito en el punto ②. Es decir, que al monto que supera el límite del marco presupuestario del componente de energía renovable, parece ser que se le ha designado otros fondos de COFIDE.

El programa de Bionegocios está conformado por dos personas encargadas, cuya falta de personal es un problema que fue también apuntado por el personal KfW que, al igual que JICA, otorga créditos a Bionegocios. Ambos encargados no tienen la precepción de que se encuentran en una posición de buscar e identificar activamente proyectos potenciales, sino más bien se puede decir que poseen la función de procesar como Programa AIRE (o como Programa Bionegocios) aquellos proyectos que (posiblemente) van evidenciándose durante el trabajo rutinario desarrollados en el Departamento de Servicios Financieros del banco.

Al acoger positivamente este hecho, se podría de decir que,

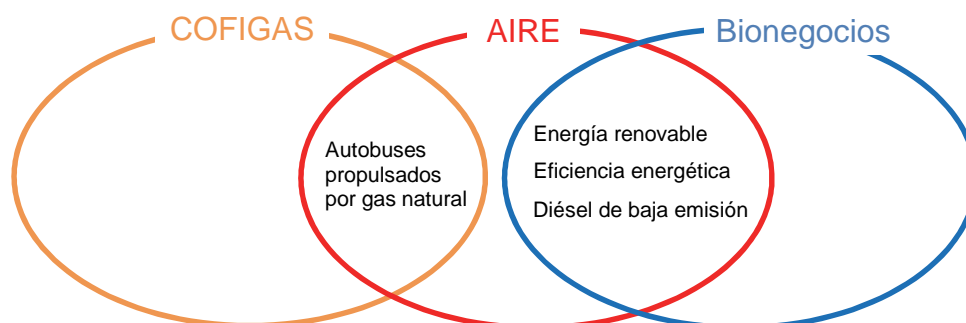
*los proyectos que respondan a las necesidades de financiamiento del Programa AIRE son buscados e identificados con esfuerzos concertados de COFIDE.*

pero visto de otra manera, se podría decir que,

*no impulsan proyectos enfocados al Programa AIRE, sino que nada más asignan el fondo del AIRE con posterioridad al hecho a aquellos proyectos considerados apropiados como Programa AIRE.*

Cuando se piensa en el manejo de las inversiones dentro de COFIDE, en lugar de manejar en forma independiente las de JICA - KfW - Bionegocios, sería más práctico y se simplificarían los trámites si se manejara sólo para Bionegocios. Esto sería en cierto modo la decisión más práctica para que 2 personas se encarguen de AIRE.

Ahora bien, COFIDE, aparte de Bionegocios, se encuentra llevando adelante un programa llamado COFIGAS como medida contra el calentamiento global. Esto es para proyectar el fomento del uso de vehículos con gas natural y COFIDE con estos programas, realiza préstamos a proyectos que contribuyan a contrarrestar el calentamiento global como si fueran dos ruedas. El componente gas natural del programa AIRE es asignado a los fondos financieros de COFIGAS, lo cual significa que AIRE suministra fondos tanto a Bionegocios como a COFIGAS. En la Figura 6.1 se muestra la relación de los programas de AIRE y COFIDE.



Fuente : Elaborado por la Misión de Estudio

**Figura 6.1 Relación de los programas de AIRE y COFIDE**

Esta operación aun en el caso visto desde el punto de vista del cliente, si se utiliza una sola ventanilla de Bionegocios para este tipo de inversión, habrían menos opciones inútiles y tiene la ventaja de fácil utilización. Por otro lado, también incluye la posibilidad de que el prestatario no se entere de la existencia de JICA y KfW que son los suministradores de los fondos. Además si el objetivo del programa AIRE y el de Bionegocios no coinciden, aunque se establezca el proyecto de Bionegocios, es posible que no se le asigne fondos de AIRE.

Así mismo, para impulsar los programas AIRE y Bionegocios, ante todo es una premisa dar a conocer estos programas a IFI y a los clientes, además, si para los clientes estos programas no son convenientes, al final, no serán elegidos por los prestatarios.

Por situaciones como estas, en primer lugar después de verificar la situación de Bionegocios, se dio a conocer el programa AIRE y Bionegocios a los usuarios finales y se verificó si es fácil de manejar.

## 6.2 Sobre Bionegocios

De acuerdo al Informe Anual 2015 de COFIDE, Bionegocios ha realizado préstamos por 750 millones de dólares americanos, demostrando resultados de financiación a 13 plantas

hidroeléctricas, 2 plantas de energía eólica, 4 plantas termoeléctricas y 1 planta de tratamiento de aguas servidas. Bionegocios tiene como objetivo promover el ahorro energético y el uso de energía renovable en las pequeñas y medianas empresas y, se encuentra impulsándolo teniendo los siguientes 4 ítems como eje.

- ① Difusión de energías renovables como la energía hidráulica, energía eólica, energía solar, energía geotérmica, etc.
- ② Promoción de proyectos de ahorro energético que haga posible la recuperación de la inversión con la reducción de la cantidad de energía.
- ③ Desarrollo de instalaciones de servicio de salud social y pública que hagan posible un continuo mejoramiento de la calidad de vida incluyendo las plantas de tratamiento de residuos sólidos, plantas de tratamiento de aguas residuales.
- ④ Conservación del medio ambiente como la biodiversidad y los bosques.

De la situación mencionada se puede expresar lo siguiente.

- Que Bionegocios está promocionando el ahorro energético para las pequeñas y medianas empresas, ese objetivo coincide con el del programa AIRE.
- Bionegocios hasta ahora tiene en su haber numerosos préstamos relacionados con la energía renovable, lo cual coincide con el hecho del agotamiento de todo el presupuesto del componente de energía renovable de AIRE.

Por lo antes expuesto, no existe problema en sí en el hecho de que el programa AIRE este avanzando como Bionegocios, y se entiende la importancia de promover la formación de proyectos de ahorro energético en Bionegocios para la formación de proyectos de AIRE.

### 6.3 Sobre el grado de conocimiento de AIRE y Bionegocios

Como se indicó anteriormente, sobre el desarrollo con el nombre de Bionegocios, existe la preocupación de que la existencia del programa AIRE (asistencia financiera del Japón) no sea conocida por los clientes. Para verificarlo se realizó una encuesta en IFI y entre los usuarios finales.

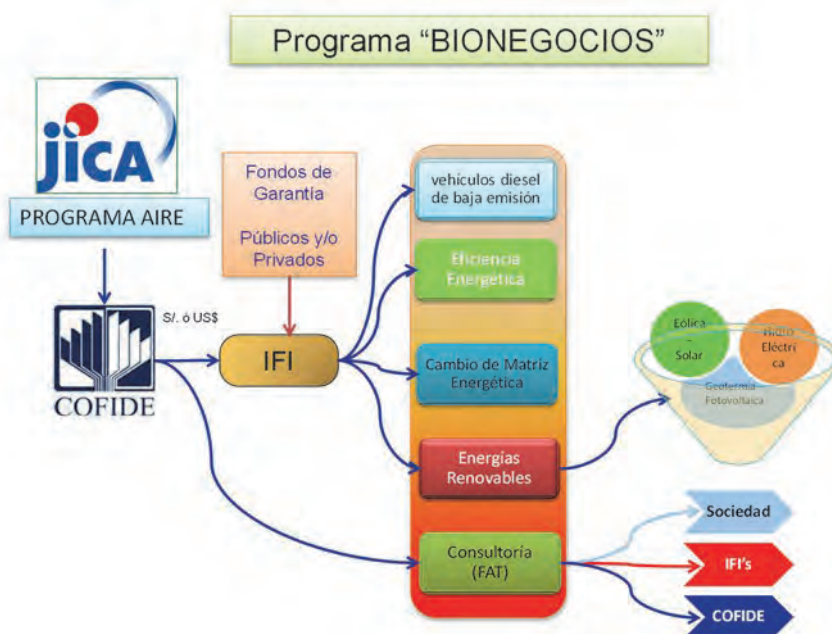
De entre las 14 empresas entrevistadas por la Misión de Estudio, una sola empresa tenía conocimiento del Programa AIRE, lo que hace entrever el bajo nivel de reconocimiento del Programa en el mercado general. Entre las Instituciones Financieras Intermediarias entrevistadas por la Misión de Estudio (cuatro Instituciones), el BCP y el BBVA no conocían tampoco el Programa Bionegocios. El resultado de la entrevista realizada a COFIDE, dio a conocer que COFIDE ha recomendado el Programa AIRE a un solo banco que ha manifestado interés en la consideración ambiental y no a todos los cuatro grandes bancos del mercado. De esta manera se ha podido saber que el programa AIRE (que es asistencia financiera del Japón) casi no es muy conocido entre las personas relacionadas.

Además, el encargado de COFIDE en el Seminario de difusión del Programa AIRE realizado en el

año 2015, él mismo efectuó una presentación relacionada con el financiamiento para proyectos medioambientales y de ahorro energético (Bionegocios), sin embargo, dentro de la presentación utilizó una diapositiva que muestra el financiamiento que se realiza con fondos de AIRE provenientes de JICA a COFIDE con el nombre de Bionegocios. (Figura 6.2)

Por su parte, durante las reuniones con COFIDE, el encargado de COFIDE ha mencionado que el fondo del KfW es tratado de la misma manera, y en los proyectos de 17 universidades de la empresa Green Energy como consultor de KfW que estuvo presente, se utilizó una especie de diapositivas tal como se observa en la Figura 6.3. Sin embargo, esos materiales de presentación, tan sólo se han utilizado en lugares donde el principal propósito era la publicidad y promoción de los programas de AIRE y de KfW, en los materiales de presentación de Bionegocios para el público exhibido en la web, no se utilizan diapositivas relacionadas con las fuentes de financiación, siendo difícil decir que se hizo el esfuerzo para mejorar el grado de conocimiento del programa AIRE a los usuarios finales (Figura 6.4). Tal como señalan los hechos verificados mencionados anteriormente, el problema consiste en que no sólo en la etapa de las actividades de publicidad, sino que, ni aún a los clientes que ya tenían determinado el préstamo (Cruz del Sur) se les había transmitido.

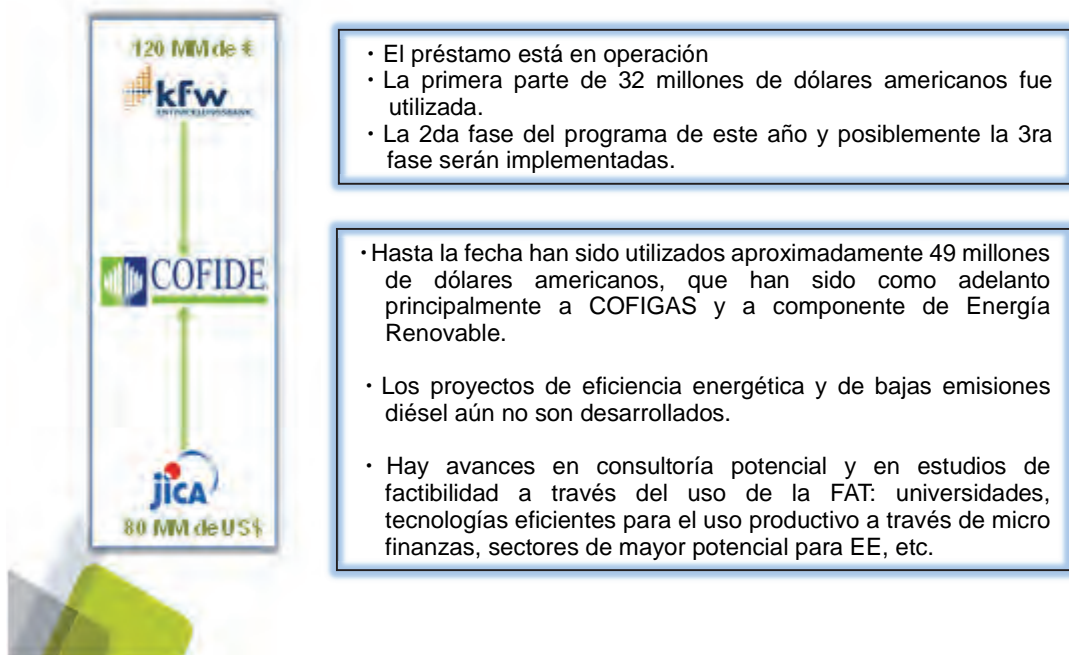
Por cierto, los camiones adquiridos por la empresa Cruz del Chaco con el financiamiento de COFIDE son en su totalidad de origen europeo (Volvo). Por el momento, no se ha llevado a cabo la compra de productos japoneses con el fondo del Programa AIRE. Así que, convendría solicitar una vez más a COFIDE elevar de alguna manera el nivel de reconocimiento del Programa AIRE que consiste de un préstamo de TSL (two step loan) proporcionado por el pueblo japonés. Cabe apuntar que esta es una percepción unánime entre JICA y COFIDE.



Fuente: Material facilitado por COFIDE

Figura 6.2 Material elaborado por COFIDE (1)

### RELACIÓN CON ACCIONISTAS CLAVES



Fuente: Material facilitado por COFIDE

Figura 6.3 Material elaborado por COFIDE (2)



Fuente: Material publicado en la Web de COFIDE

Figura 6.4 Materiales Explicativos de Bionegocios

Con base en la situación mencionada, para promover en adelante la formación de proyectos del programa AIRE, mientras se lleva adelante la formación de proyectos de Bionegocios en sí, es necesario además dar a conocer a los clientes que los fondos provienen de la asistencia financiera del Japón (Programa AIRE). En cuanto a esta política concreta, se propone lo siguiente.

- ① Buscando la cooperación interna en COFIDE a través de la redifusión del programa para elevar el grado de conocimiento de los programas en COFIDE activando el método de aplicación de fondos del programa AIRE (metodología aplicada para la empresa Cruz del Sur antes mencionada) en los proyectos actualizados dentro de las actividades comerciales cotidianas de COFIDE, y elevar la posibilidad de asignar fondos de AIRE también en otros campos.
- ② Realizar actividades de difusión para elevar el grado de conocimientos de Bionegocios y de AIRE, aunque no sea a todas las Instituciones Financieras Intermediarias (IFI), pero por lo menos a los 4 bancos más grandes. Tal como se señala en la Tabla 2.7, los 4 bancos con mayores activos totales como son BCP, BBVA, Scotiabank, Interbank, ejercen mayor influencia sobre el mercado más que los demás bancos y debido a que se espera que se dé a conocer a los numerosos usuarios finales latentes, es indispensable la explicación individual a dichos bancos.
- ③ Utilizando nuevamente “panfletos”, “vídeos – fotografías”, etc., realizar actividades de difusión para elevar el grado de conocimiento en IFI y entre los usuarios finales latentes. Realizando actividades de difusión utilizando los medios de comunicación aparte de los 4 grandes bancos comerciales antes mencionados, se espera que los programas Bionegocios y AIRE lleguen a ser conocidos entre numerosas pequeñas y medianas empresas que hacen uso de los mencionados bancos. Esto coincide también con los objetivos de AIRE y Bionegocios que son el “Financiamiento a las pequeñas y medianas empresas.
- ④ Al realizar actividades de difusión de Bionegocios antes mencionado, transmitir sin falta al cliente que (el programa AIRE) es asistencia financiera del Japón.

#### 6.4 Conveniencia del Programa AIRE

COFIDE al financiar a las empresas (usuarios finales) no lo hace directamente sino por IFI a través de los bancos comerciales. Por esta razón los que evalúan la “conveniencia” del financiamiento son los usuarios finales e IFI. Los resultados de la encuesta realizada, desde el punto de vista de IFI, se podría decir que ellos son una de las fuentes de financiamiento de COFIDE. Algunos de los bancos entrevistados por la Misión de Estudio (BCP) poseen lineamientos operativos como las que se describe a continuación.

*Los proyectos que se trabajan en conjunto con COFIDE se enmarcan principalmente en el segmento de infraestructura que se benefician de la fortaleza de COFIDE, que se caracterizan por financiar proyectos en plazos más amplios.*

Es decir, son IFI y el mercado de capital local quienes deciden operar o no en conjunto con

---



COFIDE. Por su parte COFIDE ha explicado a la Misión de Estudio que,

*se reúnen primeramente con el usuario final una vez identificado el proyecto, con quien deciden qué IFI escoger para el desembolso del préstamo,*

se considera que aquí es donde depende de la situación del proyecto. Durante la sesión de preguntas y respuesta el Taller organizado por la Misión de Estudio, COFIDE ha respondido que,

*la competitividad de COFIDE no reside en la tasa de interés sino en el plazo del préstamo que ofrecemos (de hasta 25 años).*

Esta respuesta coincide con lo expuesto más arriba. Se podría decir que para IFI el largo período de financiamiento es por lo menos una ventaja.

Sin embargo, COFIDE básicamente tiene como premisa que todos los proyectos sean llevados directamente por los usuarios finales, por lo cual es sumamente importante saber si dicha ventaja es o no atractiva. Por lo menos como se menciona a continuación, en las respuestas a la encuesta obtenidas en el Taller, son pocos los clientes que consideran atractivo los 25 años de financiamiento. Por otro lado, de acuerdo a las respuestas a dicha encuesta y por las entrevistas realizadas a los usuarios finales, se ha sabido que los clientes desean un interés más bajo que los que COFIDE ofrece.

Con base en esta situación, los temas pendientes del financiamiento de COFIDE presentados por la Misión de Estudio en el Taller, son como se muestran a continuación.

- ① Largo proceso de evaluación crediticia (5 meses) lo cual comparándolo con el de los organismos financieros privados (en el caso de IFI, 2 meses) es largo.
- ② El tamaño de los proyectos que COFIDE desea ejecutar es de más de 100 millones de yenes por proyecto. (Como se menciona anteriormente, actualmente se ha cambiado la política de manera que se pueda manejar proyectos inferiores a los 100 millones de yenes.)
- ③ No es posible prevenir las condiciones financieras, que significan para los usuarios finales un importante material de juicio.
- ④ La tasa de interés de COFIDE no es tan atractiva comparada con la de las instituciones financieras privadas.

Esto empeora la conveniencia de Bionegocios para los clientes y en las entrevistas con los usuarios finales se pudo conocer en realidad las razones que se citan en los puntos del ① al ④, por las que desistieron el uso de este programa. A continuación, se propone las medidas para cada ítem.

- ① Respecto al largo período de la examinación, como se mencionó anteriormente, es muy importante acortar dicho período, mediante la simplificación de los procedimientos de trámites.
- ② En cuanto a la envergadura de los proyectos, actualmente se abordan proyectos inferiores a 100 millones de yenes, siendo muy importante de aquí en adelante atender también dinámicamente proyectos de bajos montos de inversión.

- ③ Si no es posible ofrecer al usuario final la tasa de interés, es necesario que por lo menos se idee algo para reducir la cantidad de documentos que tiene que presentar el usuario final antes de que COFIDE le otorgue una entrevista. Además, aprovechando las características del préstamo de TSL, aunque COFIDE no se entreviste directamente con el usuario final, sería importante que sea IFI el que lleve los proyectos. Esto contribuiría a las medidas para elevar el grado de conocimiento del programa en IFI.
- ④ Como se menciona anteriormente, si se considera el costo de la permuta financiera (especialmente cuando el préstamo es en soles), es difícil ofrecer al cliente bajos intereses, siendo los siguientes dos puntos, lineamientos que podrían considerarse.
- Las empresas de baja solvencia, no pueden conseguir préstamos a bajos intereses en otros bancos y debido a que existe la posibilidad de que los intereses que ofrece COFIDE sean una ventaja, llevar adelante en forma dinámica el financiamiento a dichos clientes.
  - Es necesario apelar a las ventajas de las condiciones financieras aparte de los intereses. Por ejemplo, debido a que existe el mérito que otras instituciones financieras no pueden ofrecer como es el largo período de financiamiento, colocar como objetivo de financiamiento a las construcciones que tienen larga vida útil. Estos vienen a ser los proyectos que las empresas miembros de GBC presentan, y que en esta oportunidad presentó la Misión de Estudio.

## 6.5 Propuestas para la composición de proyectos

Como se señaló anteriormente existen puntos críticos sobre el grado de conocimiento y ventajas de los programas, pero, si se considera que todavía quedan 12 meses para el vencimiento del plazo de ejecución de los créditos, es necesario concretar eficazmente los proyectos aspirantes que se hizo evidente en el presente estudio. Para eso a continuación se expresan algunas recomendaciones para las actividades correspondientes.

- ① Hacer un conjunto de los clientes latentes que quedaron de manifiesto por la Misión de Estudio (Empresa A, Empresas miembros de Green Building Council, la empresa D, la empresa E) etc. y la entrevista por parte del funcionario encargado de COFIDE. Se espera las siguientes ventajas en los proyectos que tienen especialmente las empresas miembros de Green Building.
- Debido a que los proyectos que tienen son de financiamiento a la construcción de edificios de ahorro de energía, las envergaduras de los proyectos son grandes. Por esta razón, se espera que de los fondos de AIRE se asigne una gran cantidad en una sola vez.
  - Los proyectos que las empresas miembros presentan son construcciones acreditadas por LEED; como se mencionó anteriormente las normas de evaluación técnica son sencillas y precisas, por lo que se prevé la reducción del período de evaluación.

- Debido a que los años de vida útil de los edificios es larga, tal como se expresa más adelante, existe la posibilidad de que comparando “el largo plazo del período de amortización” de este programa tenga mayor ventaja que los créditos de otros bancos.
- ② Teniendo como premisa la reasignación del presupuesto del componente de ahorro energético al componente diésel, llevar a cabo la entrevista activamente con los clientes de la empresa T. Al llevar a cabo esta entrevista, poner atención en lo siguiente.
- Se comprobó que entre los clientes de la empresa T habían clientes que deseaban ejecutar un préstamo a corto tiempo. Como se manifestó anteriormente COFIDE tenía un historial de desembolso en un período de evaluación de entre 2 a 3 meses, por lo cual, es necesario transmitir esto a los clientes.
  - Para casi todos los clientes de la empresa T, es una carga pesada preparar los documentos para poder entrevistarse con COFIDE, sin alcanzar a ese objetivo. Tal como se señaló también en la sección anterior, es necesario reducir estos documentos requeridos y bajar los obstáculos para la entrevista.
  - Algunos clientes tienen que cubrir el 30% del capital requerido con fondos propios. Para esto IFI está estudiando la posibilidad de utilizar el sistema de arrendamiento financiero para los vehículos que poseen.
- ③ Estudiar la posibilidad de la redistribución del presupuesto a los componentes de energía renovable. Especialmente con relación a los componentes de energía renovable, como se mencionó anteriormente, Bionegocios tiene en su haber numerosos resultados de financiación a proyectos de energía renovable, en adelante igualmente se continuará componiendo proyectos o también se considera que hay algunos que están en plena evaluación. En definitiva, al considerar los resultados de este TSL, con la utilización del presupuesto en componentes de energía renovable, se logra la reducción del CO<sub>2</sub>, lo cual contribuye a contrarrestar el calentamiento global, por lo cual se podrá lograr efectos similares con el financiamiento a los componentes de ahorro de energía.
- ④ En cuanto a los proyectos de pequeña envergadura inferior a los 100 millones de yenes, volver a entrevistarse con los clientes y fabricantes que hasta entonces habían sido rechazados. La empresa F fabricante de equipos de refrigeración y la empresa J fabricante de acondicionadores de aire, en el pasado presentaron a COFIDE proyectos inferiores a 100 millones de yenes, los cuales fueron rechazados. Actualmente, debido a que los criterios han sido moderados, en adelante es necesario transmitir a los fabricantes que existe la posibilidad de estudiar el financiamiento en forma positiva.

## 6.6 Conclusiones

Como consecuencia de los estudios y discusiones precedentes, se describen a continuación las posibles soluciones que a la fecha se pueden proponer a COFIDE.

- ① Recabar la colaboración de COFIDE de tal manera a dinamizar la metodología de asignar el

fondo del Programa AIRE a los proyectos que se identifican durante las operaciones rutinarias de COFIDE (metodología aplicada para la empresa Cruz del Sur apuntado más arriba).

- ② Impulsar una vez más acciones difusivas dirigidas a las principales Instituciones Financieras Intermediarias (IFI) y posibles usuarios finales.
- ③ Utilizando los medios de comunicación, difundir ampliamente los programas Bionegocios y AIRE.
- ④ Para que el período requerido en el proceso de evaluación (que son 5 meses como promedio) por ser largo, no resulte ser el cuello de botella, procurar reducir el período de evaluación mediante la simplificación de los procedimientos de trámites.
- ⑤ Aunque las envergaduras de los proyectos no alcancen a los 100 millones de yenes, estudiar la posibilidad de realizar préstamos en forma positiva.
- ⑥ Publicar de alguna manera el nivel de la tasa de interés que para los usuarios finales significa un importante material de juicio (por ejemplo, rango de aplicabilidad). Es importante bajar los obstáculos para lograr una entrevista como sería reducir los documentos requeridos para una entrevista con COFIDE.
- ⑦ Aunque la tasa de interés no es tan atractiva comparada con la de las instituciones financieras privadas, se propone promover suficientemente el largo plazo del préstamo que ofrece COFIDE. Además llevar adelante operaciones comerciales para proyectos que aprovechen esta característica.
- ⑧ Concertar citas entre los clientes potenciales identificados por la Misión de Estudio (empresa A, empresas miembros del Green Building Council, empresa D, empresa E) y el funcionario de negocios de COFIDE.
- ⑨ Estudiar la posibilidad de la redistribución del presupuesto al componente diésel o al componente de energía renovable.

## 7 Taller

### 7.1 Resumen General

Se llevó a cabo el Taller tal como se expone a continuación. El taller estuvo conformado por dos partes, en la primera se reunieron únicamente las partes relacionadas donde se discutieron para realizar en el futuro la promoción de proyectos del programa AIRE, y en la segunda parte, para los usuarios, IFI se explicó el programa AIRE.

Fecha: 30 de noviembre de 2016

Lugar: Sonesta Hotel El Olivar

Constitución del Programa: Como se muestra a continuación:

**Tabla 7.1 Composición del Programa del Taller**

Composición	Programa	Audiencia
Primera Parte: Reunión de las partes concernientes al mejoramiento del programa AIRE	①Saludo de la Oficina JICA Lima ②Saludo del MEF ③Recomendaciones de la Misión de Estudio ④Situación del programa KfW ⑤Disposiciones de la central de JICA ⑥Discusiones	—
Segunda parte: Dar a conocer el programa AIRE	①Saludo de la Oficina JICA Lima ②MEM ③COFIDE ④Misión de Estudio ⑤Saludo de la central de JICA	BCP, Scotiabank, MYCOM, Usuario final de MYCOM, GBC, 4 Empresas socias de GBC, CENERGIA <u>En total 21 personas</u>

### 7.2 Primera Parte

#### 7.2.1 Resumen

El objetivo de la Primera parte fue discutir con las personas relacionadas sobre la situación actual de este programa, los problemas pendientes y los futuros lineamientos. La Misión de Estudio se refirió a los problemas evidentes presentadas hasta la fecha e hizo algunas propuestas, KfW también explicó la actual situación del programa de ahorro de energía y dio algunas propuestas. Con este material las personas relacionadas efectuaron las discusiones.



**Figura 7.1 Aspecto de las Discusiones**

## 7.2.2 Presentación y Argumento de las Discusiones

### (1) Presentación por la Misión de Estudio

- 1) La Misión de Estudio presentó la situación actual del programa AIRE y sus temas pendientes e hizo algunas propuestas sobre eso.
- 2) Como un problema pendiente, señaló el escaso grado de reconocimiento que tiene.
  - En realidad, el programa AIRE casi no es conocido ni por IFI ni por los usuarios finales. Además, AIRE es tratado junto con la fundación KfW, denominándolo Bionegocios. Señaló que por consiguiente, será difícil que IFI y los usuarios finales latentes, reconozcan a AIRE como un programa de asistencia japonesa.
  - Además señaló que como causa del escaso grado de conocimiento, se puede decir que COFIDE dio a conocer sobre AIRE sólo un IFI que tomando en cuenta al medio ambiente.
  - Con relación a esto, se propuso realizar un taller para los principales grandes bancos regionales y a los usuarios finales potenciales para darles a conocer, y entregar los panfletos correspondientes a los principales IFIs y a los usuarios finales latentes.
- 3) Como segundo problema pendiente, se señalaron los puntos negativos para el acceso de los usuarios finales.
  - Los trámites en el interior de COFIDE requieren 5 meses (En el caso de IFIs, aproximadamente 2 meses).
  - La envergadura de los proyectos que requiere COFIDE es de más de 1 millón de dólares americanos, siendo difícil que las pequeñas y medianas empresas puedan prestarse en una oportunidad dicho monto. (A pesar de que los programas de AIRE básicamente son para las pequeñas y medianas empresas).
  - Los usuarios latentes, al estudiar la posibilidad de solicitar o no un financiamiento, consideran a rasgos generales las condiciones de financiación (nivel de la tasa de interés, etc.), sin embargo, COFIDE para dar a conocer el interés primero exige al usuario final preparar una considerable cantidad de documentos.

- La causa radica en que COFIDE al ser un organismo oficial, generalmente maneja grandes proyectos, y señala que para el programa se ha nombrado sólo a dos funcionarios.
- Se propone simplificar los procedimientos internos de aprobación y las labores de oficina después de la evaluación, reducir el período de trámites internos para la evaluación, que se acepten proyectos de menor envergadura que no alcancen al millón de dólares americanos, que se revele el nivel aproximado de los intereses y reducir la cantidad de documentos de aplicación para poder acceder a la entrevista.
- Como propuesta a JICA, al ejecutar programas de esta índole en el futuro, seleccionar los organismos ejecutores, comprar y considerar los candidatos y elegir el organismo de mayor superioridad, además a los organismos ejecutores ofrecerles programas de desarrollo de capacidad de préstamos para pequeñas y medianas empresas.

(2) Presentación de parte de KfW

- 1) Hasta la actualidad ha financiado a COFIDE un total de 120 millones de euros, además para el fomento de la capacidad de la evaluación de riesgo de IFI, ha financiado con 1.5 millones de euros.
- 2) Las trabas para la composición de proyectos identificados por KfW son los siguientes:
  - Ha sido reducido el personal de COFIDE encargado de la promoción de proyectos de ahorro de energía, actualmente son solamente 2 funcionarios que además les dan mayor prioridad a los proyectos mayores de 1.5 millones de dólares americanos.
  - En COFIDE no hay expertos que despachen proyectos relacionados con el ahorro de energía, en un comienzo el departamento de administración, espacialmente relacionado con la administración de infraestructura se encargaba de estos programas. Por esta razón la mayoría de los proyectos que han recibido fondos tienen relación con instalaciones de infraestructura, hasta el momento no se ha promocionado proyectos de ahorro de energía.
  - En IFIs no existen productos que promocionen proyectos de ahorro de energía.
  - Debido a que solo los 4 IFIs se concentran el 80% de los proyectos de Bionegocios, se cree que con participación de una mayor cantidad de IFIs en este programa, se podrá descubrir una mayor cantidad de proyectos.
  - Los 4 IFIs mencionados anteriormente, en el caso de ser préstamos de corto plazo, en la sociedad le ofrecen financiamiento a menor interés que el de COFIDE, en ese caso el usuario final no puede recibir incentivos que utilizan los Bionegocios.
- 3) Oportunidad para promover en adelante programas de ahorro de energía por KfW.
  - La tarifa de corriente eléctrica está aumentando desde hace 5 años, siendo esta una oportunidad adecuada para ejecutar proyectos de ahorro de energía.
  - Esta es una oportunidad para revisar los diseños de productos financieros relacionados con los proyectos de ahorro de energía.
  - Con la ejecución de proyectos de ahorro energético de KfW, es posible lograr un ahorro de energía máximo de 15% y una recuperación de la inversión en 3 años.
  - Teniendo como objetivo realizar actividades de divulgación de los Bionegocios, debido a

que en adelante el personal del departamento encargado de negocios de COFIDE participará en ello, será una oportunidad para difundir el programa de ahorro energético de Bionegocios y de KfW.

4) Lineamientos de KfW para el año 2017

- Desarrollar productos financieros adecuados a las necesidades de los usuarios finales.
- Identificar carteras de proyectos financieros relacionados con instalaciones de fuente de calor en sectores como hospitales.
- Realizar la consecución de nuevos consultores internacionales.

(3) Opiniones durante la Discusión

En la Discusión, los comentarios de COFIDE dirigidos a la Misión de Estudio fueron los siguientes:

- De acuerdo al plan estratégico de COFIDE, los proyectos financiados por COFIDE, tienen que ser económicamente, socialmente y ambientalmente factibles y altamente lucrativos. Además, las inversiones prioritarias se deben enfocar en los campos de la salud, educación, higiene básica, etc.
- COFIDE está promocionando los programas de Bionegocios que reciben asistencia financiera de KfW y JICA. Para ello, aunque no puede promocionar particularmente el programa AIRE, lo está haciendo como una parte de Bionegocios.
- Existe flexibilidad en las condiciones de Bionegocios. COFIDE hasta ahora con la compra de bonos ha financiado proyectos de energía renovable, además, ha venido poniendo énfasis en la promoción de diésel de baja emisión. Recientemente ha financiado a Cruz del Sur con 11.5 millones de dólares.
- Con la asistencia de KfW, en el año 2017 se llevarán a cabo proyectos de consultoría que identifiquen a los desarrolladores de ahorro de energía, con lo cual se espera que sea posible la formación de proyectos de ahorro energético.
- El fondo de garantía que promociona IFI al suministro de fondos para los proyectos de ahorro energético, no existe en el Perú. Las empresas ESCO (Energy Services Companies) del mercado, deberían cooperar con ESCO Internacional o fortalecerse.

La Misión de Estudio manifestó además que en el pasado a un hotel que tenía un proyecto de ahorro de energía, por ser de pequeño monto le negaron el financiamiento. A esto COFIDE respondió que actualmente con proyectos de 17 universidades hay algunos de unos 150 mil dólares americanos y comentó el deseo que tienen de abordar positivamente proyectos de pequeña magnitud como esos.

De las discusiones y la presentación de KfW, se ha podido constatar los lineamientos positivos tales como ① En adelante se puede esperar los efectos de divulgación referente a los Bionegocios por parte del departamento encargado de negocios, ② que van a abordar también proyectos de pequeños montos, ③ en adelante, irán realizando actividades que estén ligadas a la formación de proyectos de ahorro de energía, etc.



## 7.3 Segunda Parte

### 7.3.1 Resumen

En la segunda parte, se reunió a los usuarios finales y IFI, y se llevó a cabo un seminario cuyo objetivo es la continuación de formación de proyectos.



**Figura 7.2 Presentación de COFIDE y los Participantes**

### 7.3.2 Resumen de la Presentación

#### (1) MEM (Ministerio de Energía y Minas)

El MEM ofreció un informe sobre el actual balance de la energía en el Perú, la Ley de ahorro de energía, y sobre MEPS.

#### (2) COFIDE

COFIDE además de explicar las ventajas del programa AIRE (que es un financiamiento a largo plazo, el plan de actividades recibe apoyo, promueve la participación de IFI en los proyectos), explicó sobre los proyectos que actualmente se realiza en COFIDE, y los planes futuros. En las preguntas y respuestas, le preguntaron sobre las tasas de interés, a lo que COFIDE respondió que en comparación con los bancos del mercado son altos, pero que son competitivos por el largo plazo de amortización.

#### (3) Misión de Estudio

La Misión de Estudio presentó la posibilidad del uso del programa AIRE que descubrió en los estudios realizados.

### 7.3.3 Resultado de las Encuestas

A los asistentes de la Segunda Parte, se les hizo una encuesta referente a las condiciones ordinarias de financiamiento. 13 Empresas respondieron lo siguiente:

- Al consultar sobre el plazo que consideran adecuado para la evaluación al solicitar un financiamiento, se obtuvo las siguientes respuestas.

1 a 2 meses: 4 empresas

Menos de 3 meses: 2 empresas

Menos de 6 meses: 1 empresa

- Al consultar sobre el nivel del interés, se obtuvo las siguientes respuestas:

En dólares: Menos de 2%: 1 empresa

En soles: De 6% a menos de 7%: 1 empresa

En moneda desconocida: Menos de 5%: 1 empresa; 5 a 7%: 2 empresas; Menos de 8%: 1 empresa; 12%: 1 empresa

- Al consultarles sobre el 30% de recursos propios, comentaron 4 empresas que “no consideraban un obstáculo” y 5 empresas que “era un obstáculo”. De las cuales 2 empresas manifestaron que normalmente la inicial que exigen los bancos privados es del 10% al 20%.
- En cuanto al largo plazo de 25 años de amortización, 3 empresas contestaron que era atractivo, y las demás empresas dijeron que al recibir un préstamo normalmente es de un máximo de 5 años, y que no sienten la necesidad de un préstamo por un período prolongado.

## 8 Recomendaciones

Se ponen en orden a continuación las propuestas para componer proyectos candidatos a la financiación con el presente TSL en el futuro y así como también, para formular programas de un nuevo TSL concerniente a la eficiencia energética en el futuro.

### 8.1 Corto plazo

Las propuestas a corto plazo para formular proyectos candidatos a la financiación del presente TSL se describen abajo.

#### 8.1.1 Seguimiento de los proyectos piloto

Es importante que COFIDE materialice los 19 proyectos candidatos a la financiación manifestados a través de este estudio (ver la Tabla 3.1), poniéndose en contacto en lo posible con los usuarios finales. Tomando en cuenta que queda aproximadamente un año para cumplir el plazo de desembolso, se considera importante desarrollar de forma prioritaria los proyectos candidatos a la financiación de los miembros del Consejo de Construcción Verde (GBC), ya que el tamaño de sus préstamos es grande y la evaluación de sus ahorros de energía es sencillo.

Asimismo, sobre el componente diésel, se estima que, en el futuro también, se seguirán manifestando entre los usuarios de la empresa T, proyectos candidatos a la financiación de unos 100 millones de yenes, a parte de los usuarios finales detallados en la Tabla 3.2. Se espera practicar la identificación de proyectos, al contactar activamente con la empresa T, haciendo intercambio de opiniones con sus usuarios finales en la conversación privada, dado que se confirmó en este estudio que se permite redistribuir el presupuesto desde el componente de menos consumo de energía hacia el componente de diésel.

En todos modos, hace falta reducir los documentos necesarios para la preparación previa, a fin de facilitar todavía más a los usuarios finales la consulta con COFIDE sobre préstamos.

#### 8.1.2 Actividades de publicidad a IFIs y al usuario final

Como resultado de realizar durante el estudio una reunión con BBVA, una de las IFIs a las que COFIDE no dio a conocer el presente TSL, se descubrió que BBVA tiene la intención de aprovechar proactivamente el TSL. Será posible que sus usuarios finales, una vez enterados del presente TSL recomendado por BBVA, soliciten proyectos a COFIDE en el futuro.

De esta forma, COFIDE solo ha presentado Bionegocios a algunos bancos, hasta ahora. Por lo cual, es importante realizar actividades de difusión del programa, tal como se hizo en la segunda parte del taller organizado en este estudio. También se considera efectivo divulgar información en forma amplia a través de medios de comunicación, sin limitaciones de IFIs ni de los usuarios finales. En la situación actual, los usuarios finales no pueden visualizar que Bionegocios está financiado por Japón, por lo que, de ahora en adelante, cuando se desarrolle el mismo, se necesitará especificar que está recibiendo el apoyo tanto de JICA como de KfW.

### 8.1.3 Redistribución del presupuesto para el componente de energía renovable

Bionegocios tiene varias experiencias en la financiación a los proyectos de energía renovable, lo cual induce a pensar que aplicar los fondos de AIRE para los préstamos que el Bionegocios, proporcionará a partir de ahora, constituye un método para aprovechar eficazmente el presupuesto del presente TSL en un corto período. Asimismo, se puede esperar que el componente de energía renovable contribuya a las medidas contra el calentamiento global, igual que el componente de ahorro de energía.

## 8.2 Mediano plazo

Para formular continuamente proyectos candidatos a la financiación del Bionegocios en el futuro, se presentan las siguientes propuestas.

### 8.2.1 Sistemas de COFIDE

Para identificar y evaluar proyectos candidatos a la financiación, realizando reuniones con un gran número de usuarios finales en el futuro, se deberá capacitar al personal de COFIDE. Asimismo, para analizar activamente los proyectos candidatos a la financiación para pequeñas y medianas empresas en el futuro, se necesita reforzar la capacidad para atenderlos, aumentando el número de personal.

Se pueden asignar activamente los fondos de AIRE a los proyectos que se están analizando en otras áreas de COFIDE, atando esos proyectos con Bionegocios, por medio del mismo método utilizado durante este estudio para aplicar el proyecto grande (de Cruz del Sur) para el componente diésel. Para tal fin se deberá promover el compartimiento de información con las otras áreas de COFIDE, poniendo de conocimiento de todos los departamentos la información sobre los proyectos que actualmente están bajo evaluación en COFIDE.

### 8.2.2 Actividades para los proyectos de eficiencia energética

En el taller COFIDE comentó que el servicio de consultoría será implementado en el año 2017 con fondos de KfW para formular futuros proyectos de ahorro energético. Por esta razón, se esperan identificar y formular proyectos candidatos a la financiación en eficiencia energética. Asimismo, actualmente los proyectos de 17 universidades están en desarrollo en COFIDE, algunas universidades quieren aplicar el programa AIRE, ya se les ha efectuado el diagnóstico energético. Debido a que en el programa AIRE, está establecido el presupuesto para servicios de consultoría, es importante aprovechar con eficacia este marco presupuestal, realizando en forma continua este tipo de actividades conducentes a la identificación y formulación de proyectos candidatos a la financiación al ahorro de energía en el futuro.

## 8.3 Largo plazo

Cabe suponer que algunos desencuentros producidos entre el mercado y el presente TSL constituyeron uno de los factores que hasta ahora han dificultado la formulación de proyectos de

diésel y de ahorro de energía. Para casos en que se formule un nuevo TSL concerniente a la eficiencia energética con una perspectiva de largo plazo en el futuro, se presentan las siguientes propuestas, basándose en la experiencia del presente TSL.

### 8.3.1 Distribución del presupuesto adecuado según el tamaño del mercado

Es muy raro que el monto de un proyecto de ahorro de energía ascienda a unos 100 millones de yenes o más. Por ejemplo, el proyecto de la empresa I preparado al comienzo como un proyecto piloto, tiene un tamaño de 20 millones de yenes. Se necesitan proporcionar préstamos a unos cien casos o más, para el uso eficaz de un presupuesto de 2.500 millones de yenes, lo cual es poco viable debido al actual sistema de COFIDE. Como medidas a corto plazo en el presente TSL que se podrán tomar a partir de ahora, se considera factible redistribuir el presupuesto al componente tanto de diésel como de energía renovable, tal como se ha descrito anteriormente. Al formular nuevos TSL en el futuro, sería conveniente asignar adecuadamente los fondos, basándose en la demanda de recursos.

### 8.3.2 Confirmación del estado actual del programa local y promoción de la implementación

El presente TSL es un esquema del préstamo AOD japonés, denominado en yenes japoneses, y no se puede establecer siempre una tasa de interés atractiva sobre todo en la moneda local, tomando en cuenta entre otros puntos, el costo del swap generado por la conversión en la moneda de financiación que se necesita cuando se determinan las tasas de interés. La mayoría de los usuarios finales que pueden ser prestatarios, son las pequeñas y medianas empresas con baja calificación crediticia, así que es importante desarrollar el programa para financiar las pequeñas y medianas empresas, aunque la tasa de interés sea un poco alta.

Bionegocios es un programa local cuyos fondos fueron aportados por el presente TSL, y tiene el propósito de financiar las pequeñas y medianas empresas, lo cual concuerda con el propósito del programa AIRE ; sin embargo, aunque, en el estado actual se están financiando varios proyectos grandes de energía renovable, todavía no se ha podido promover proyectos de las pequeñas y medianas empresas, debido al sistema del departamento encargado de COFIDE. En el caso de los proyectos grandes de más de 100 millones de yenes que COFIDE ha buscado hasta ahora, los usuarios finales tienden a ser las empresas grandes que, en muchos casos, tienen medios propios para obtener préstamos de baja tasa de interés, lo que ha originado un desequilibrio.

Como resultado de proponer a COFIDE, mediante el presente estudio, la necesidad de atender proyectos pequeños, COFIDE indicó que tiene por norma acometer proyectos de pequeña y mediana escala de ahora en adelante, como lo comentó en el taller, por lo que se puede esperar que se formulen proyectos de ahorro de energía en las pequeñas y medianas empresas en el futuro.

Una de las características de Bionegocios es el largo período de devolución con un máximo de 25 años, lo cual no es muy requerido, ya que se considera demasiado largo y no concuerda con la vida

útil de los artículos que se compran mediante préstamos para pequeñas y medianas empresas. De hecho, en la entrevista con los usuarios finales y en la encuesta realizada en el taller, muchos clientes manifestaron la necesidad de obtener préstamos a devolver en alrededor de cinco años. Para aprovechar la ventaja del período largo de devolución, sería adecuado financiar edificios con certificación LEED, como se propuso en el estudio. Se puede tener expectativas de que el Consejo de Construcción Verde (Green Building Council) identificado mediante el estudio, presente ese tipo de proyectos a COFIDE, en forma continua.

### 8.3.3 Adaptación de los criterios técnicos al mercado

En el componente diésel del presente TSL, aunque se determinaron como objeto del préstamo los “vehículos diésel de bajas emisiones” con la finalidad de favorecer los vehículos de menor impacto ambiental, los criterios actuales del préstamo permiten financiar ambos EUROIII y EUROIV sin favorecer particularmente los vehículos de bajas emisiones. Por esta razón, a través del presente estudio, se propuso revisar los criterios para favorecer EUROIV de emisiones más bajas.

Sin embargo, ahora Perú está en transición para introducir combustible para EURO IV, así que no se puede excluir vehículos con motores EUROIII. En el caso de EUROIII, emite más contaminantes atmosféricos que EUROIV, por lo cual se presentó una propuesta de obligar a los aplicantes a publicar la información de la eficiencia del combustible con el propósito de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>. Esta condición excluirá a la mayoría de los fabricantes que no publican su información, lo cual, como resultado, otorgará un trato sustancialmente preferencial a las buenas empresas, incluidas las japonesas, y al mismo tiempo, también esperará promover la financiación para los vehículos que contribuyan más a las medidas contra el calentamiento global.

## ANEXOS

ANEXO 1	Lista de formularios de solicitud
ANEXO 2	Lista de datos de equipos recopilados
ANEXO 3	Propuesta de modificación del Reglamento Operativo
ANEXO 4	Resultado de diagnóstico energético de Empresa D (privado)
ANEXO 5	Resultado de diagnóstico energético de Empresa I (privado)
ANEXO 6	Resultado de diagnóstico energético de Empresa E (privado)

## COFIDE

### **EVALUACIÓN DE SOLICITUD DE FINANCIAMIENTO**

#### 1.- GENERALIDADES

Para evaluar una solicitud de financiamiento dentro del Programa BIONEGOCIOS, requerimos de información básica y puntual que complemente los aspectos específicos y/o particulares de la solicitud que nos ha sido presentada. Por tal motivo es preciso establecer nuevas reuniones con el solicitante del financiamiento, así como, potenciales visitas a sus instalaciones para evaluar su solicitud y estructurar un financiamiento adecuado.

Es importante indicar que la información requerida deberá permitirnos evaluar a la empresa en forma parcial (considera la(s) nueva(s) unidad(es) de negocio producto del financiamiento) y en forma conjunta (considera todas las unidades de negocio). Así pues, es importante que nos brinde información que nos permita proyectar el flujo de caja de la solicitud puntual del financiamiento y de la empresa en su conjunto.

Asimismo, les agradeceremos que la información numérica, que incluye el cálculo de las proyecciones del Flujo de Caja, del Estado de Pérdidas y Ganancias, etc. nos sea proporcionado también mediante un medio digital, incluyendo todos los supuestos utilizados para su construcción, con el fin de agilizar la evaluación. Es por ese motivo que le solicitamos incluya las notas y los anexos correspondientes a los estados financieros presentados.

Finalmente, la información debe ser presentada de acuerdo al orden abajo indicado:

#### 2.- CLIENTE

- Solicitud de estructuración de financiamiento del cliente a COFIDE. Se detallará el monto solicitado y su aplicación.
- Nombre de la empresa o institución, socios (participación) y principales funcionarios.
- Nombre de las otras empresas que participarán en el negocio o proyecto, indicando el papel o función de cada uno de ellos.
- Experiencia de las empresas/socios y funcionarios en el negocio y/o otras actividades a las que se dedican.
- Activos que posee cada socio dentro y fuera del negocio.
- Nombre de la persona a contactar, número de teléfono y correo electrónico.

#### 3.- NEGOCIO

- Cuadro de Inversiones. Cuadro de aportes (usos y fuentes)
- Descripción de las características del negocio
- Tecnología. Experiencias probadas de la tecnología propuesta.



- Proceso productivo
- Organización empresarial.
- Descripción de las instalaciones, maquinaria y equipos, así como, las tierras e inversión de campo:
  - a) Detalle de los negocios que posee la empresa. Valorización de los bienes.
  - b) Detalle y descripción de los inmuebles que posee la empresa. Valorización de los inmuebles.
  - c) Indicar si los activos están prendados. De ser el caso, indicar a qué banco o persona, plazo y por qué valor.
  - d) Licencias, Concesiones, EIA, autorizaciones Municipales, etc.
  - e) Medio de pago.
- Presentación de copia de contratos, permisos o licencias que sean fundamentales para el funcionamiento del negocio.

Ingresos:

Detalle mensual de los ingresos proyectados generados por la nueva unidad de negocio

Detalle mensual de los ingresos históricos y proyectados generados por todas las unidades del negocio consolidado.

Precios y volúmenes estimados de venta por tipo o línea de servicio.

Egresos:

Detallar los costos de ventas por tipo de negocio. Explicar su naturaleza de variación.

Detallar los gastos de administración, ventas, y otros.

Señalar los montos y tratamiento de las contingencias legales y tributarias.

4.- MERCADO

- Análisis de la oferta y demanda histórica y proyectada de cada unidad de negocio.

5.- ASPECTOS FINANCIEROS

EEFF actualizados (antigüedad no mayor a tres meses) e históricos de los dos últimos años (auditados si existieran), con sus respectivas notas y anexos explicativos, de las empresas del grupo (de forma individual) y del consorcio (consolidado)

a) Del financiamiento existente de la empresa:

- Detalle del nivel de deuda de corto y largo plazo de la empresa en el sistema financiero (por Institución Financiera) o con proveedores. Indicar los montos

originales, saldos actuales, tasa de interés, plazo y cronograma de pago (diferenciar amortización de capital y pago de intereses).

- Señalar la utilización del dinero de la deuda existente.

b) Del nuevo financiamiento solicitado:

- Descripción del destino del financiamiento, diferenciando inversiones en activos fijos, gastos pre-operativos, capital de trabajo, refinanciación de pasivos.
- Indicar las fuentes de financiamiento, monto del aporte de capital del cliente y el financiamiento que otorgarían terceros (bancos, proveedores, etc.).
- Señalar plazos, tasa de interés, forma de pago de los financiamientos solicitados.

## 6.- PROYECCIONES ECONÓMICAS - FINANCIERAS

Proyección anual de los Estados Financieros (Balance General, **Flujo de Caja**, Estado de Ganancias y Pérdidas) de la empresa; en caso el negocio presente estacionalidad se debe presentar proyecciones mensuales. Las proyecciones deben incluir:

- Ventas totales de la empresa, por tipo o unidad de negocio.
- Cobranzas.
- Pagos por concepto de deudas
- Costos y gastos totales de la empresa.
- Detalle de la depreciación de activos existentes y por adquirirse.
- Detalle del cálculo de impuesto a la renta, pago de IGV, fraccionamiento tributario y/o AFP, u otros impuestos.
- Pago de dividendos y/o participación de trabajadores.
- Inversiones
- Amortización de capital y gastos financieros de los financiamientos solicitados (instituciones financieras o proveedores), y del financiamiento existente.
- Otros ingresos y egresos de la empresa.

## 7.- GARANTÍAS Y APORTES DEL DUEÑO DEL PROYECTO

Detalle del aporte del dueño del proyecto, así como, la descripción y valoración de las garantías que se encuentran disponibles para garantizar el financiamiento solicitado. Podrá hacerlo a través de una tasación certificada o simplemente bajo una declaración jurada. En caso la institución financiera intermediaria lo solicite, las valorizaciones deben ser efectuadas por un perito tasador autorizado por la Superintendencia de Banca y Seguros.

## Lista de datos de equipos recopilados

The collected equipment data is shown below. The red colored efficiency and EER exceeds the criteria of AIRE program.

## (1) Caldera

Núm.	Fabricante	Modelo	Eficiencia (%)
1	FORBES MARSHALL	WHRB	98.00%
2	BOSCH	U - L - S (200 to 1800 BHP)	95.10%
3	BOSCH	UT - HZ (13000 to 18300 kW)	95.00%
4	BOSCH	ZFR (1800 to 3500 BHP)	95.00%
5	BOSCH	UT - H (820 to 18300 kW)	94.80%
6	BOSCH	UNIMAT UT M (750 to 19200 kW)	94.50%
7	BOSCH	U - MB U-HD (50 to 200 BHP)	94.10%
8	BOSCH	UT - L (650 to 19200 kW)	93.90%
9	Calderas Intensa	Caldera Horizontal Serie PTH	93.30%
10	FORBES MARSHALL	Minimax	89.00%
11	FORBES MARSHALL	Marshall B	89.00%
12	FORBES MARSHALL	Marshall C	89.00%
13	FORBES MARSHALL	Modular Boiler	89.00%
14	THERMOFLUID SYSTEM S.A.C (Installer)	Natural Gas Type	85.00%
15	CLEAVERS BROOKS	CBLE (125 - 800 BHP)	84.40%
16	CLEAVERS BROOKS	CBEX Elite	84.35%
17	CLEAVERS BROOKS	CBR (125 - 800 BHP)	84.00%
18	CLEAVERS BROOKS	CB (50 - 100 HP)	83.50%
19	CLEAVERS BROOKS	4WI (100 - 800 HP)	83.45%
20	CLEAVERS BROOKS	OHIO Special (50 - 100 BHP)	83.40%
21	JOHNSTON	PFTE500-4-LG-200S	83.07%
22	TERMOVAPOR	EG-60-1	83.00%
23	CLEAVERS BROOKS	CBL	82.75%
24	JOHNSTON	PFTA750-4-HG-300S	82.42%
25	CLEAVERS BROOKS		82.25%
26	CLEAVERS BROOKS		82.15%
27	CLEAVERS BROOKS	CBLE-200-600-200 ST	82.01%
28	CLEAVERS BROOKS	CBLE/700/300/150ST	82.00%
29	CLEAVERS BROOKS	CBLE 700-700-150 ST	81.99%
30	CLEAVERS BROOKS	ICB-600-700-150	81.99%
31	CLEAVERS BROOKS	CBLE/700X/250/1650ST	81.97%
32	CLEAVERS BROOKS		81.70%
33	CLEAVERS BROOKS		81.65%
34	CLEAVERS BROOKS	Model 4 (Watertube Boiler )	81.35%
35	CLEAVERS BROOKS		81.15%
36	CLEAVERS BROOKS		81.15%
37	CLEAVERS BROOKS	Model 5 (7,500-8,000 Low Water )	80.85%
38	CLEAVERS BROOKS	CBEX Premiun (100 - 800 BHP)	80.55%
39	CALDEROS PIEDRA S.R.L. (Installer)	Calderas piedra	80.00%
40	FORBES MARSHALL	Packages solid fuel Boiler	73.00%

## (2) Aire acondicionado

Núm	Fabricante	Tipo	Modelo	EER
1	DAIKIN	Chillers	Magnitude R Magnetic Bearing Water Cooled	6.90
2	DAIKIN	Chillers	Centrifugal Dual Compressor (Water Cooled)	5.81
3	DAIKIN	Chillers	Centrifugal Single Compressor (Water Cooled)	5.67
4	TRANE	Helical Rotary Chillers	Series R Model RTUD Condenserless	5.63
5	AAON	Packaged Rooftop Units	RQ-002-1-H-CA01-111	5.63
6	AAON	Packaged Rooftop Units	RQ-003-3-H-CA81-000	5.63
7	AAON	Packaged Rooftop Units	RQ-004-3-H-EB09-111	5.63
8	AAON	Packaged Rooftop Units	RQ-006-2-H-EB09-111	5.63
9	BARD	Air Conditioner	W60A1-C0ZXXXXXJ	5.33
10	BARD	Air Conditioner	W60A1-C0ZXXXXXJ	5.33
11	BARD	Air Conditioner	W60A1-C00XPXXXJ	5.33
12	BARD	Air Conditioner	W60A1-COZXPXX2J	5.33
13	YORK	Water Cooled Chillers	Scroll Model YCWL	4.78
14	DAIKIN	Chillers	Water Cooled Screw	4.72
15	DAIKIN	Chillers	Water Cooled Scroll	4.72
16	STULZ	MiniSpace EC	CCD221 A	4.66
17	DAIKIN	VRV	Heat Pump (Air Cooled)	4.63
18	BARD	Air Conditioner	W48A1-C0ZXPXX2J	4.57
19	DAIKIN	VRV	Heat Pump (Water Cooled)	4.51
20	DUNHAM-BUSH	Air Conditioner Single Package	6ACPSB890PG	4.48
21	DAIKIN	Water Source Heat Pumps	WCCW5036	4.45
22	GOODMAN	ARUF Series	ARUF60D14	4.45
23	GOODMAN	ARUF Series	ARUF60D14	4.45
24	GOODMAN	ARUF Series	ARUF60D14	4.45
25	MCQUAY	Centrifugal Compressor Water Chillers	WCCW4042	4.40
26	DUNHAM-BUSH	Air Conditioner Single Package	6ACPSB480PG	4.38
27	MCQUAY	Centrifugal Compressor Water Chillers	WCCW4019	4.37
28	DAIKIN	Water Source Heat Pumps	WCCW4060	4.28
29	DAIKIN	Water Source Heat Pumps	WCCW4024	4.22
30	STULZ	MiniSpace EC	CCD131 A	4.17
31	STULZ	MiniSpace EC	CCU 131A	4.17
32	TRANE	Helical Rotary Chiller	RTAC2754U1ANUAFNN1TY2TDBNN5	4.17
33	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ040EPMNN-ER00	4.13
34	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-008	4.10
35	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-010	4.10
36	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-008-3-0-FB09-111	4.10
37	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-010-2-0-CA01-000	4.10
38	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-013-3-0-BA02-000	4.07
39	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-015-3-0-BA02-000	4.07
40	CARRIER	Single-Package Gas Heating/Electric Cooling Rooftop Units and Electric Cooling Rooftop Units	50A3-050BST22AEE	4.06
41	CARRIER	Air Conditioner	38KHA012L	4.04
42	CARRIER	Xpower Blue II	38KHC012DSP	4.04

43	CARRIER	Inverte Hi-Wall Spil System	42KHC012DS	4.04
44	DUNHAM-BUSH	Air Conditioner Single Package	6ACPSE95PG	4.04
45	TRANE	Split Sustem Cooling	4TTA3060D3000C	4.03
46	STULZ	MiniSpace EC	CCU 91 A	4.00
47	TRANE	Rooftops	Precedent™ with eFlex™ Gas/Electric	3.99
48	TRANE	Helical Rotary Chiller	RTAC200JUX0NNAFNN1TY1CDBNN 5TN1	3.96
49	CARRIER	Xpower Blue II	38KHC024DSP	3.94
50	CARRIER	Inverte Hi-Wall Spil System	42KHC024DS	3.94
51	MCQUAY	Air Conditioner	SWP028HLS27DSFYCEYYYYYMS	3.86
52	STULZ	MiniSpace EC	CCU 151 A	3.83
53	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50HC-E28ABB6A2A0A0	3.81
54	DAIKIN	System Rooftop	Light Commercial Maverick Cooling Heat Pump	3.81
55	DAIKIN	System Rooftop	Light Commercial Models DC Cooling Heat Pump	3.81
56	TRANE	Rooftops	Precedent 17 Plus	3.81
57	TRANE	Helical Rotary Chillers	Series R Model RTWD Water Cooled	3.79
58	CIAC		CG42A-018PH3U1C	3.79
59	CIAC	Hi Wall 13 SEER 60Hz	CH42A-018-H3U1C	3.79
60	GOODMAN	ARUF Series	ARUF48D14	3.76
61	GOODMAN	ARUF Series	ARUF48D14	3.76
62	CARRIER	Commercial Air-Cooled Condensing Units	38APS03055A10020	3.75
63	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-016-3-0-0U9H-000	3.72
64	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-020-3-0-BB02-000	3.72
65	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-025-3-0-EA09-000	3.72
66	DAIKIN	Water Source Heat Pumps	WCCW5012	3.72
67	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-031-3-0-EB09-000	3.58
68	AAON	Packaged Rooftop Units	RN-050-3-0-BA02-000	3.58
69	DAIKIN	Chillers	EWAD - TZ Air Cooled Invertes Screw	3.57
70	CARRIER	Water-Cooled Indoor Self-Contained Systems	50XCW08AAQF6AA-0AA	3.52
71	DAIKIN	Packaged Air Conditioner	DP14CM3641	3.52
72	DAIKIN	Packaged Air Conditioner	DP14CM4841	3.52
73	HIGH PRESTIGE	Multizone DC Inverter	PMR-42R4	3.46
74	LENNOX	Energence Ultra-High-Efficiency	LCH300H4BNY	3.46
75	DAIKIN	Chillers	Pathfinder Screw Air Cooled	3.46
76	TRANE	scroll chillers	CGAM020B2L02AXB2A1A1A1AXXA1	3.43
77	TRANE	Voyager™ Cooling and Gas/Electric	CGAM040B2N02AXB2A1A1A1AXXA1 A1A // CGAM040	3.43
78	YORK	YORK® Predator® units	ZF090C00A2AAA7	3.43
79	YORK	YORK® Predator® units	ZF120C00A2AAA7	3.43
80	YORK	YORK® Predator® units	ZH120C00A4AAA6	3.43
81	YORK	YORK® Predator® units	ZF090C00A2AAA7	3.43
82	YORK	YORK® Predator® units	ZF120C00A2AAA7	3.43
83	YORK	YORK® Predator® units	ZF150C00A4AAA7	3.43
84	YORK	YORK® Predator® units	ZF180C00B2A1AAA1A1	3.43
85	YORK	YORK® Predator® units	ZH120C00A4AAA6	3.43
86	YORK	YORK® Predator® units	ZF090C00A4AAC5	3.43
87	YORK	YORK® Predator® units	ZF120C00A4AAC5	3.43

88	YORK	YORK® Predator® units	ZF150C00A4AAE7	3.43
89	YORK	YORK® Predator® units	ZF180C00A4AAC1	3.43
90	YORK	YORK® Predator® units	ZF180C00A4AAA3A	3.43
91	DAIKIN	Maverick II Commercial Packaged Rooftop Systems	MPS050FY4PV1CYRY-A	3.40
92	DAIKIN	Maverick II Commercial Packaged Rooftop Systems	MPS050FY4PV1CYRY-A	3.40
93	TRANE	scroll chillers	CGAM060F2L02AXB2A1A1A1AXXA1	3.40
94	DAIKIN	Maverick II Commercial Packaged Rooftop Systems	MPS015BYDL-00D	3.37
95	DAIKIN	Package (DX)	Package Light Commercial (Cooling Only)	3.37
96	DAIKIN	Package (DX)	Package Light Commercial (Heat Pump)	3.37
97	DAIKIN	Package (DX)	Package Light Commercial (Cooling & Gas or Electrical Heating)	3.37
98	DAIKIN	Chillers	Trailblazer Air Cooled Scroll	3.34
99	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC180XXX3BXXXA	3.31
100	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC090XXX3BXXX	3.31
101	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC090XXX4BXXX	3.31
102	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC090XXX6BXXX	3.31
103	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC120XXX6BXXX	3.31
104	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC120XXX3BXXXAB	3.31
105	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC120XXX6BXXXAA	3.31
106	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC090XXX3BXXXA	3.31
107	CARRIER	Air Cooled Liquid Chiller	AquaSnapR30RAP	3.28
108	CARRIER	Gemini Select (Comercial Air- Cooled)	38AP-4PD	3.28
109	CARRIER	Weather Maker	38AP - 4PD	3.28
110	TRANE	Rooftops	Voyager II	3.28
111	YORK	Chillers	Air Cooled Screw YCIV Stile A	3.28
112	CARRIER	Single-Packaged Electric Cooling Units with Puron	50ES-A36---50--	3.28
113	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50TC-A08A1A5A0A0A0	3.28
114	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50TC-A12A1A5A0A0A0	3.28
115	CARRIER	Single-Packaged Electric Cooling Units with Puron	50ES-A24-3	3.28
116	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA060S4DN	3.28
117	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA090S4BN	3.28
118	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA072S4BN3Y	3.28
119	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA120S4BN2Y	3.28
120	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA150S4BN2Y	3.28
121	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA240S4BN1G	3.28
122	YORK	YORK® Predator® units	ZF060C00A2AEA4	3.28
123	YORK	YORK® Predator® units	ZF036C00N4AAC2	3.28
124	YORK	YORK® Predator® units	ZF060C00A2AAA2	3.28

125	TRANE	Rooftops	Preceden™	3.28
126	DAIKIN	Maverick II Commercial Packaged Rooftop Systems	MPS025BYDL-00D	3.25
127	CARRIER	Weather Maker	48/50A	3.22
128	TRANE	Air Cooled	Scroll Series RTM Model RTAC	3.22
129	CARRIER	Air-Cooled Condensing Units	38AUZA25A0A5A0A0A0	3.22
130	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50TC-D14A1A5A0A0A0	3.22
131	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50TC-D16A1A5A0A0A0	3.22
132	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50TC-D24A1A5A0A0A0	3.22
133	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50TC-D25A5A5A0A0A0	3.22
134	CARRIER	Cooling Only/Electric Heat Packaged Rooftop	50TC-D30A1A6A0A0A0	3.22
135	CARRIER	Single-Packaged Electric Cooling Units with Puron	50ES-A60-5	3.22
136	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC072XXX4BXXX	3.22
137	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC150XXX3BXXX	3.22
138	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC150XXX3BXXX	3.22
139	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC150XXX6BXXX	3.22
140	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC048XXX3BXXXAB	3.22
141	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC150XXX6BXXXAA	3.22
142	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC300XXX3BXXXAB	3.22
143	DAIKIN	Packaged Air Conditioner	DP13CM6043AA	3.22
144	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC150XXX3BXXXA	3.22
145	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA048S4BN2Y	3.22
146	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA180S4BN2G	3.22
147	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA210S4BN2Y	3.22
148	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA240S4BN2G	3.22
149	TRANE	Packaged Rooftop Air Conditioners	TSD150F3R0A0AD0000006000000000	3.22
150	TRANE	Packaged Rooftop Air Conditioners	TSD210F3R0B070000000600000000	3.22
151	DAIKIN	Condensing Unit and Condensers	Condensers Air Cooled (Cooling Only)	3.22
152	TRANE	Packaged Rooftop Air Conditioners	TSH180F3R0A0900000	3.22
153	TRANE	Packaged Rooftop Air Conditioners	TSH210F3R0B0A00000006000000000	3.22
154	YORK	YORK® Predator® units	ZF240C00A4AAC3	3.22
155	YORK	YORK® Predator® units	ZF300C0024AAA3	3.22
156	YORK	YORK® Predator® units	ZF300C00A2AAA3	3.22
157	YORK	YORK® Predator® units	ZF240C00A2AAC2	3.22
158	YORK	YORK® Predator® units	ZF210C00A4AAA1B	3.22
159	YORK	YORK® Predator® units	ZF300C00A4AAA1B	3.22
160	CARRIER	Xpower Blue II	42KCL112313G	3.20
161	HIGH PRESTIGE	mini split DC Inverter	PIE-12R4	3.20
162	HIGH PRESTIGE	SuperMultizone DC Inverter	PME-12R4	3.20
163	HIGH PRESTIGE	SuperMultizone DC Inverter	PME-18R4	3.20
164	DAIKIN	Chillers	Air Cooled Scroll	3.19
165	DAIKIN	Chillers	Air Cooled Scroll (AGZ)	3.19
166	CARRIER	Single-Packaged Electric Cooling Units	50ES-A48--5	3.19

		with Puron		
167	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC180XXX6BXXXXAA	3.19
168	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KHA060S4BN	3.19
169	MCQUAY	Water-Cooled Screw Compressor Chillers	WGS190AW27-ER10	3.18
170	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC240XXX3BXXXXA	3.17
171	DAIKIN	Air Conditioners Up to 11.3 EER	DCC240XXX4BXXXXAB	3.17
172	HIGH PRESTIGE	mini split DC Inverter	PIE-24R4	3.14
173	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KHA048S4DN	3.14
174	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KHA180S4BN1G	3.11
175	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KHA240S4BN1G	3.11
176	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units	ZCA048S4BN1P	3.11
177	HIGH PRESTIGE	SuperMultizone DC Inverter	PME-09R4	3.10
178	HIGH PRESTIGE	mini split DC Inverter	PIE-18R4	3.03
179	DAIKIN	Maverick II Commercial Packaged Rooftop Systems	MLNN-A060CL000CXF	3.02
180	DAIKIN	Maverick II Commercial Packaged Rooftop Systems	MPS062ELYY5Y	3.02
181	DAIKIN	Maverick II Commercial Packaged Rooftop Systems	MPS062ELYY5Y	3.02
182	MCQUAY	Maverick II Commercial Packaged Rooftop Systems	MPS040FE4DCAYYYY	3.02
183	GOODMAN	ARUF Series	ARUF36C14	2.98
184	GOODMAN	ARUF Series	ARUF36C14BC/VSX130361EC	2.98
185	LENNOX	Commercial Packaged Rooftop Units Standard and High-Efficiency	KCA300S4BN2G	2.96
186	MCQUAY	Air Conditioner	AWS200BDSEVNN-ER10	2.96
187	CARRIER	3-PHASE SINGLE-PACKAGED AIR CONDITIONERS	50ZP-048-X-541	2.93
188	CARRIER	3-PHASE SINGLE-PACKAGED AIR CONDITIONERS	50ZP-060-X-541	2.93
189	ECOX	Horizontal Package Unit	EHPUS200C10C	2.93
190	RHEEM	Featuring Industry Standard R-410A Refrigerant	RLNL-B300DL000	2.93
191	TRANE	Packaged Rooftop Air Conditioners	TSH240FKR0A0A00000000000000000000	2.93
192	TRANE	Packaged Rooftop Air Conditioners	TSH300FKR0A08000000000000000000	2.93
193	TRANE	Split System Air Conditioners	TTA240H400AA	2.93
194	TRANE	Split System Air Conditioners	TWE240E400BB	2.93
195	TRANE	scroll chillers	CGAM100B2L02AXB2A1A1A1DXXA1	2.93
196	TRANE	Split System Air Conditioners	TTA240E400A	2.93
197	TRANE	Packaged Rooftop Air Conditioners	TSD300FKR0A04D004A106000000000	2.93
198	YORK	Chillers	Air Cooled Scroll YCAL	2.93
199	TRANE	Air Cooled	Scroll Chillers CGAMC	2.93
200	MCQUAY	Serie MC10	MCS-104024-CWF216A / MCS-10402	2.84
201	CARRIER	Air Cooled Liquid Chiller	AquaForceTM30XA	2.84
202	CIAC	Hi Wall 60Hz	CG21V-012PH3U2C	2.84
203	CIAC	Hi Wall 60Hz	CG21V-018PH3U2C	2.84
204	CIAC	Hi Wall 60Hz	CG21V-024PH3U2C	2.84
205	CIAC	Hi Wall 60Hz	CH21V-012-H3U1C	2.84
206	CIAC	Hi Wall 60Hz	CH21V-018-H3U2C	2.84



207	CIAC	Hi Wall 60Hz	CH21V-024-H3U2C	2.84
208	CARRIER	Air Cooled Liquid Chiller	AquaSnapR30RB	2.83
209	YORK	Chillers	Air Cooled Scroll YLAA Stile A	2.81
210	MCQUAY	Serie MC10	MCS-104012-CWF216A/ MCS-10401	2.79
211	TRANE	scroll chillers	CGAM120D2L02AXB2A1A1A1AXXA1 A1	2.73
212	TRANE	scroll chillers	CGAM130B2H02AXB2A1A1A1AXXA1 D1A	2.73
213	MARVAIR	Vertical Air Conditioner	AVPA60ACD000NU-A5-100	2.71
214	MARVAIR	Vertical Air Conditioner	AVPA60ACD000NU-A5-100	2.71
215	MARVAIR	Vertical Air Conditioner	AVPA42-60	2.71
216	ECOX	Minispilt NACM	NACM009C10B	2.69
217	CARRIER	Package (DX)	You self-contained	2.64
218	YORK	Condensers & Condensing Units	Air Cooled Scroll YLUA	2.64
219	YORK	Water Cooled Chillers	Scroll Model YCRL	2.64
220	YORK	Chillers	Air Cooled Scroll YLPA	2.64
221	YORK	Chillers	Air Cooled Screw YCAV Stile A	2.64
222	BARD	Air Conditioner	W60A2-B00	2.64
223	BARD	Air Conditioner	W30L2-C0ZXWXXXJ	2.64
224	BARD	Air Conditioner	W48A2-C0ZXPXXXJ	2.64
225	BARD	Air Conditioner	W48A2-C0ZXWXXXJ	2.64
226	BARD	Air Conditioner	W48L2-C0ZXWXXX2J	2.64
227	BARD	Air Conditioner	W48L2-C0ZXWXXXJ	2.64
228	BARD	Air Conditioner	W48L2-C0ZXWXXXJ	2.64
229	BARD	Air Conditioner	W60A2-C09XWXXXJ	2.64
230	BARD	Air Conditioner	W60A2-C0ZXWXXX2J	2.64
231	BARD	Air Conditioner	W60A2-C0ZXXXXXJ	2.64
232	BARD	Air Conditioner	W60L2-C0ZXXXXXJ	2.64
233	BARD	Air Conditioner	W70A2-C0ZXWXXXJ	2.64
234	BARD	Air Conditioner	W70A2-C0ZXWXXXJ	2.64
235	BARD	Air Conditioner	W70A2-C0ZXXXXXJ	2.64
236	BARD	Air Conditioner	W24A2-C0ZXWXXXJ	2.64
237	BARD	Air Conditioner	W24A2-C0ZXWXXXJ	2.64
238	BARD	Air Conditioner	W70L1-C0ZXXXXXJ	2.64
239	BARD	Air Conditioner	W70L2-C0Z	2.64
240	BARD	Air Conditioner	W70L2-C0ZXWXXXJ	2.64
241	BARD	Air Conditioner	W70L2-C0ZXWXXXJ	2.64
242	BARD	Air Conditioner	W70L2-C0ZXWXXXJ	2.64
243	BARD	Air Conditioner	W70L2-C0ZXXXXXJ	2.64
244	BARD	THE WALL-MOUNT™ AIR CONDITIONERS	W36A2-C0ZXWXXXJ	2.64
245	BARD	Air Conditioner	W48A2-B09XPXXXJ	2.64
246	BARD	Air Conditioner	W48A2-C09XWXXXJ	2.64
247	BARD	Air Conditioner	W60A2-C00XWXXXJ	2.64
248	BARD	Air Conditioner	W60A2-C0ZBWXXX2J	2.64
249	BARD	Air Conditioner	W60A2-C0ZBWXXX2J	2.64
250	BARD	Air Conditioner	W60A2-C0ZXWXXXJ	2.64
251	BARD	THE WALL-MOUNT™ AIR CONDITIONERS	W70A2-B09XPXXXJ	2.64
252	BARD	Air Conditioner	W70A2-C00XWXXX2J	2.64
253	BARD	Air Conditioner	W70A2-C09XWXXXJ	2.64
254	BARD	Air Conditioner	W70A2-C0ZXWXXX2J	2.64
255	BARD	Air Conditioner	W70A2-C0ZXWXXX2J	2.64

256	BARD	Air Conditioner	W70A2-C0ZXWXX2J	2.64
257	BARD	Air Conditioner	W24A2-A0ZXPXXXM	2.64
258	BARD	Air Conditioner	W24H2-A04XPXXXT	2.64
259	BARD	Air Conditioner	W72AA-C09XWXXXJ	2.64
260	BARD	Air Conditioner	W60A2-C09BPXXXJ	2.64
261	BARD	Air Conditioner	W60A2-C09BPXXXJ	2.64
262	BARD	Air Conditioner	W60A2-C09BPXXXJ	2.64
263	BARD	Air Conditioner	W60A2-C09BPXXXJ	2.64
264	BARD	Air Conditioner	W60A2-C09BPXXXJ	2.64
265	BARD	Air Conditioner	W60A2-C09XPXXXJ	2.64
266	ECOX	Minispilt NACM	NACM018C10B	2.57
267	ECOX	Minispilt NACM	NACM036C10B	2.57
268	ECOX	Minispilt NACM	NACM030C10B	2.51
269	ECOX	Minispilt NACM	NACM024C10B	2.47
270	HIGH PRESTIGE	Multizone DC Inverter	PMR-30R4	2.46
271	MCQUAY	Serie MC10	MCS-104018-CWF216A / MCS-10401	2.43
272	ECOX	Minispilt NACM	NACM012C10B	2.41
273	RITTAL	Cooling Unit	3328500	2.40
274	RITTAL	Cooling Unit	3328540	2.40
275	RITTAL	Cooling Unit	3387540	2.38
276	RITTAL	Cooling Unit	3384500	2.24
277	BARD	Air Condotioner	W30A1-B00XPXXXJ	2.22
278	RITTAL	Cooling Unit	3273500	2.12
279	RITTAL	Cooling Unit	3329500	2.11
280	RITTAL	Cooling Unit	3332540	2.11
281	RITTAL	Cooling Unit	3385500	2.09
282	RITTAL	Cooling Unit	3361500	2.08
283	BARD	Air Condotioner	W36A1-B06XPXXXJ	2.00
284	RITTAL	Cooling Unit	3304500	1.83
285	RITTAL	Cooling Unit	3305500	1.83
286	BARD	Air Condotioner	W48A1-A0ZXWXX2M	1.73
287	RITTAL	Cooling Unit	3304540	1.71
288	RITTAL	Cooling Unit	3361510	1.59
289	RITTAL	Cooling Unit	3303500	1.40
290	RITTAL	Cooling Unit	3302100	1.32
291	RITTAL	Cooling Unit	3303510	1.31
292	RITTAL	Cooling Unit	3302300	1.30

### (3) Equipos de Refrigeración Industrial

Núm	Fabricante	Tipo	Modelo	EER
1	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-042	5.96
2	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-036-230-6-03	5.57
3	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-036-230	5.57
4	Copeland	Ultra Tech TM	ZX21KCE - TF5	5.54
5	MAYEKAWA	Reciprocating Compressor	N8M	4.84
6	YORK	Water-Cooled Scroll Chiller	YCWL0198SE40XAB	4.92
7	Copeland	ZO Scroll Compressors fr Subcritical R-744 (CO2)	ZO58K3E	4.89
8	YORK	Water-Cooled Scroll Chiller	YCWL0118SE46XAC	4.89
9	MAYEKAWA	Reciprocating Compressor	N6M	4.84
10	MAYEKAWA	Reciprocating Compressor	N4M	4.84
11	Copeland	ZO Scroll Compressors fr Subcritical	ZO45K3E	4.84

		R-744 (CO2)		
12	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-060-230	4.80
13	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-060-230-6-04	4.80
14	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-060	4.80
15	Copeland	ZO Scroll Compressors fr Subcritical R-744 (CO2)	ZO104K3E	4.78
16	YORK	Water-Cooled Scroll Chiller	YCWL0056SE40XAB	4.70
17	BOHN	Condenser Unit	BDT1500M6C	4.59
18	Copeland	ZO Scroll Compressors fr Subcritical R-744 (CO2)	ZO21K3E	4.51
19	Copeland	ZO Scroll Compressors fr Subcritical R-744 (CO2)	ZO34K3E	4.51
20	BOHN	Condenser Unit	BDT2500H2E-021B	4.46
21	BOHN	Condenser Unit	BDT3000L6E-021B	4.43
22	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-018	4.40
23	Copeland	Copeland Scroll Outdoor Refrigeration Condensing Unit (XJ Series)	ZS21K4E - TF5	4.37
24	BOHN	Condenser Unit	BDT1500M6D	4.29
25	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-030	4.26
26	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ035EPMNN-ER00	4.25
27	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ055EPMNN-ER00	4.25
28	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ140DHSNN-ER10	4.25
29	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ140EPMNN-ER00	4.25
30	BOHN	Condenser Unit	BDT0750M6D	4.25
31	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-036	4.23
32	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-060	4.16
33	BOHN	Condenser Unit	BDT1000M6D	4.16
34	BOHN	Condenser Unit	BDT1200L6D	4.16
35	BOHN	Condenser Unit	BDT1500L6C	4.16
36	BOHN	Condenser Unit	BDT1500L6D	4.16
37	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ060E.D.SE.N	4.16
38	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ060EPMNN-ER00	4.16
39	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ160D	4.16
40	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ160D.H.4N	4.16
41	DAIKIN	Centrifugal Compressor Water Chillers	AWS.280C CD HEWN-ER10	4.16
42	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ070E.D.SE.N	4.10
43	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ080D	4.10
44	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ013BS	4.07
45	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ025BB4	4.07
46	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ029BB2	4.07
47	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ170E	4.07
48	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-024	4.07
49	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ130DHSNN-ER10	4.02
50	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ130EP02	4.02
51	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-048-230-6-04	3.84
52	LENNOX	Air Handler	CBX27UH-048-230	3.84
53	MAYEKAWA	Reciprocating Compressor	N62WBHE	3.70
54	MYCOM	Reciprocating Compressor	N4WBHE-LAT	3.70
55	MYCOM	Reciprocating Compressor	N6WBHE-LAT	3.70
56	MYCOM	Reciprocating Compressor	N8WBHE-LAT	3.70
57	GOODMAN	Multi-Speed Air Handler	ARUF36C14	3.38
58	FRIGOSYSTEM	RascaPlus Energy	RACA/C150N/S	3.38
59	LENNOX	Air Handler	CBX25UH-048	3.33
60	FRIGOSYSTEM	RascaPlus Energy	RACA PLUS ENERGY 602B-FT-AS	3.19
61	FRIGOSYSTEM	RascaPlus Energy	RACA PLUS ENERGY 502	3.14

62	MAYEKAWA	Reciprocating Compressor	N6MII	3.09
63	MYCOM	Reciprocating Compressor	N6MII-LAT	3.09
64	TRANE	Air-Cooled Scroll Chillers	CGAM030B2N02AXB2A1A1A1AXXA1 C1A	3.05
65	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0070SE46XFBSXTX	3.05
66	SHINI	SIC-A-R2 Series	SIC-24A-R2-HP	3.01
67	DAIKIN	Air-Cooled Scroll-Compressor Chillers	AGZ150E	2.93
68	DAIKIN	Centrifugal Compressor Water Chillers	WSC087-BBABC	2.93
69	TRANE	Air-Cooled Scroll Chillers	CGAM040B2L02AXB2A1A1A1AXXA1 C1A	2.93
70	TRANE	Air-Cooled Scroll Chillers	CGAM035B2N02AXB2A1A1A1AXXA1 A1AXXXXXXA1A3X1B1XXLXX	2.93
71	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0080SE28XFBSXTX	2.93
72	MACQUAY	MODULAR AIR COOLED CHILLER	MAC210A5-PAAU	2.88
73	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0090SE28XCBSXTX	2.87
74	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0120SE28XFBSXTX	2.87
75	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0120SE40XFB	2.87
76	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0175HE40XFBSXTX	2.87
77	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0100SE28XCBSXTX	2.81
78	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0136SE28XCBSXTX	2.81
79	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0136SE28XFB	2.81
80	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0136SE40XFB	2.81
81	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0136SE40XFBSXTX	2.81
82	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0155SE40XFBSXTX	2.81
83	YORK	Air-Cooled Scroll Chillers	YLAA0170SE40XFBSXTC	2.81
84	BOHN	Condenser Unit	FRM350X6CH-12CQE	2.81
85	BOHN	Condenser Unit	FRM450H2DH-11C	2.81
86	SHINI	SIC-A-R2 Series	SIC-12A-R2-HP	2.56
87	SHINI	SIC-A-R2 Series	SIC-38A-R2-HP	2.34
88	BOHN	Condenser Unit	FRM600X6DH-12C	2.34
89	BOHN	Condenser Unit	JLD4000M6D	2.34
90	BOHN	Condenser Unit	JLD7000M6DPP	2.34
91	SHINI	SIC-A-R2 Series	SIC-48A-R2-HP	2.16
92	Copeland	Scroll K6	ZB66K5E	2.14
93	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS29KA	2.14
94	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS33KA	2.14
95	Copeland	Scroll K5	ZB58K5E	2.11
96	Copeland	Scroll K8	ZB76K5E	2.11
97	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS26KA	2.11
98	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS21KA	2.08
99	Copeland	Scroll K7	ZB95K5E	2.05
100	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS15KA	2.05
101	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS19KA	2.05
102	Copeland	Scroll K9	ZB114K5E	2.02
103	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS13KA	1.96
104	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS09KA	1.93
105	Copeland	Scroll ZS*KA	ZS11KA	1.93
106	BOHN	Condenser Unit	FRM500H2DH-12CQE	1.87
107	BOHN	Condenser Unit	FRM600L6CZ-12CQE	1.87
108	Copeland	Scroll K10	ZB34K5E	1.76
109	Copeland	Scroll K11	ZB41K5E	1.76
110	Copeland	Scroll K12	ZB49K5E	1.73

## CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SUB-PRÉSTAMOS

Todos los Sub-Préstamos en los 4 sub-componentes abajo indicados deberán cumplir con las regulaciones ambientales, instrucciones y estándares actualmente aplicados en Perú.

### (1) COFIGAS

#### 1.1. Criterios de Selección de Sub-Proyectos:

- a) Compra de buses nuevos de transporte público a gas natural acompañado del reemplazo o chatarreo de buses de transporte público antiguos.
- b) El tamaño de los nuevos vehículos debe cumplir con la regulación de su localidad de operación.
- c) La planta de chatarreo de los vehículos antiguos deberán cumplir con los estándares ambientales de las autoridades competentes, incluyendo la ISO 14000 u otro estándar de mutuo acuerdo entre COFIDE y JICA (por ejemplo, ISO 9001).
- d) El monto del Sub-Préstamo estará limitado por el monto total que el beneficiario pague por la compra de nuevos vehículos y los equipos auxiliares.
- e) El número elegible de nuevos vehículos que cumplan con el programa COFIGAS será por lo general menor a 20 por Sub-Préstamo.

#### 1.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) La empresa que esté registrada en el Perú.
- b) La empresa que tenga un permiso para servicio de transporte público en el Perú.
- c) El tamaño de la empresa sea clasificado por lo general como MIPYMEs.

### (2) ENERGÍAS RENOVABLES

#### 2.1. Criterios generales de selección de Sub-Proyectos

- a) La tecnología elegible pertenece al sector de generación eléctrica, tales como generación con mini-centrales hidroeléctricas (de 0.5 MW hasta 20 MW), generación solar fotovoltaica, generación de energía eólica, generación de energía de la geotermia y generación de energía de la biomasa. Además, se incluye energía solar térmica.
- b) Los Sub-Proyectos cuya Categoría Ambiental no sea clasificada como Categoría “A” de acuerdo con “JBIC Guidelines for Confirmation of Environmental and Social Consideration (2002)”.
- c) Las acciones de consideración ambiental pueden ser confirmadas.

- d) Se ha obtenido el permiso requerido por la regulación peruana, de ser el caso.
- e) El plan de negocios es lo suficientemente convincente para el suministro estable de electricidad a los beneficiarios proyectados. El Sub-Proyecto debe garantizar el suministro de electricidad bajo los estándares técnicos actuales.
- f) El plan financiero del Sub-Proyecto es práctico y está bien elaborado.

## 2.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) Empresa privada, asociación o empresa pública que tenga de preferencia más de 5 años de experiencia en generación eléctrica en Perú o emplea al menos 3 expertos como ingenieros a tiempo completo que al menos uno de ellos tenga más de 10 años de experiencia en generación eléctrica.
- b) Compañía, asociación o empresa pública que pueda asegurar capital de al menos 15% del total del costo del Sub-Proyecto en la etapa inicial.
- c) Compañía, asociación o empresa pública que pueda suministra electricidad de acuerdo con los estándares técnicos.

## 2.3. Generación con Mini-Centrales Hidroeléctricas

En adición a los criterios mencionados en la sección 2.1, se requiere lo siguiente:

### 2.3.1. Criterios de selección de Sub-Proyectos:

- a) Sub-Proyecto para el cual, por lo general, el estudio de factibilidad se haya completado.
- b) La ubicación de la planta está en el área donde COFIDE identificó previamente en la etapa de pre-consulta.
- c) En el caso de rehabilitación, la eficiencia en la generación de energía deberá incrementarse en cerca del 10% o más comparado con la producción actual (línea base).

### 2.3.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) Además de los criterios mencionados en la sección 2.2, de preferencia, la empresa deberá tener experiencia administrando por lo menos una central hidroeléctrica de la misma capacidad o mayor.

## **(3) EFICIENCIA ENERGÉTICA**

Los Sub-Proyectos concernientes a Eficiencia Energética serán clasificados en **cuatro** categorías:

- 1) Adquisición o introducción de equipo y/o sistema considerado en la lista de

Máquinas y Equipos de Eficiencia Energética a ser preparada por un Especialista (de aquí en adelante referida como “Lista”) y

- 2) Adquisición o introducción de los siguientes productos de bajo consumo energético, que automáticamente logren más del 10% de ahorro energético que los convencionales.
  - LED
  - Elevadores controlados por dispositivos inversores.
  - Elevadores que tiene el dispositivo de inversor regenerativo
- 3) Edificios con certificación LEED
- 4) Otros proyectos de eficiencia energética

### 3.1. Lista

3.1.1. Criterios de selección de Sub-Proyectos: Adquisición o introducción de equipamientos y/o sistema considerado en la lista de equipamiento de Eficiencia Energética o actividades preparadas por el Especialista.

- b) El proyecto de eficiencia energética que sea capaz de lograr al menos 10% de ahorro de energía. El ahorro de energía se puede estimar utilizando comparaciones a escala, benchmarking y casos similares.

3.1.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) MIPYMEs, compañías, organizaciones y entidades públicas para las cuales la instalación puede garantizar ahorros sostenidos de energía como se planificó.

### 3.2. Productos de Eficiencia Energética

Adquisición o introducción de los siguientes productos de eficiencia energética.

Los esperados ahorros de energía se muestran a continuación:

- a) Lámpara incandescente de LED: 80% de ahorro de energía
- b) Lámpara fluorescente de LED: 40% de ahorro de energía
- c) Elevadores controlados por dispositivos inversores: 30% de ahorro de energía que uno convencional
- d) Elevadores que tienen dispositivos de control regenerativo: 30% de ahorro de energía que uno convencional

### 3.3. Edificios con certificación LEED

Para obtener la certificación LEED, los edificios deben alcanzar el 10% de la eficiencia energética que los edificios normales de acuerdo a los requerimientos regulados por Green Building Council. Por consiguiente, todos los edificios con certificación LEED pueden alcanzar por lo menos el 10% de ahorro de energía que los edificios normales.

### 3.4. Proyectos de Eficiencia Energética

#### 3.4.1. Criterios de selección de Sub-Proyectos:

- a) Sub-Proyecto para el cual el diagnóstico de ahorro de energía ha sido completado
- b) De acuerdo al diagnóstico, se asegura más del 10% de ahorro de energía
- c) El proyecto al que no se le ha hecho auditoría energética debe ser examinada su hoja de cálculo de ahorro de energía presentada por el solicitante. La revisión debe ser hecha de la siguiente manera:
  - ① Se debe confirmar si el rango de comparación de energía ahorrada es apropiado o no. El rango de comparación debe ser definida como consumo de un solo equipo o como consumo de toda la instalación. El indicador a ser medido por ahorro de energía debe ser definido también.
  - ② En el caso de renovación del equipamiento, se debe confirmar si el consumo de energía calculado o medido del sistema existente es el apropiado. En el caso de una instalación nueva, se debe confirmar que el sistema convencional objetivo que es comparado con el nuevo tiene un nivel razonable de consumo energético de acuerdo a las leyes actuales y a las normas internacionales etc. Llamemos a éste consumo de energía A.
  - ③ Se debe confirmar que el cálculo del consumo de energía después de la instalación del nuevo equipo es apropiado. Llamemos a éste consumo de energía B.
  - ④ Revisar que  $(A - B) / A > 10\%$ .
- d) Más de 10% de ahorro de energía es sostenible durante años
- e) El Sub-Proyecto cuyo efecto puede ser cuantitativamente medido utilizando un sistema de medición claro y con ahorros sostenidos de energía como se planificó, así como reducción de costos.

#### 3.4.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) MIPYMEs, compañías, organizaciones y entidades públicas para las cuales la instalación pueda asegurar ahorros sostenidos de energía como se planificó.

#### 3.4.3. Ejemplos de proyectos de eficiencia energética

##### 1) Nueva instalación y/o rehabilitación de calderas

#### Criterios de selección de Sub-Proyectos:

- a) Sub-Proyecto para el cual el diagnóstico de ahorro de energía haya sido completado
- b) El Sub-Proyecto que se estime que logre al menos 10% de ahorro de energía luego de completar la instalación.
- c) El Sub-Proyecto cuyo efecto pueda ser cuantitativamente medido con un sistema de medición claro y con ahorros sostenidos de energía como se planificó, así como reducción de costos.

#### 3.3.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) MIPYMEs, compañías, organizaciones y entidades públicas para las cuales la instalación pueda asegurar ahorros sostenidos de energía como se planificó.



#### **(4) BAJA EMISIÓN DIESEL**

##### 4.1. Criterios de selección de Sub-Proyectos:

- a) Buses o camiones nuevos
- b) Los documentos emitidos por el fabricante, declarando que los buses o camiones cumplen con la regulación de EUROIII o EUROIV. Cuando los vehículos aplican a EUROIII, el solicitante debe presentar los datos de eficiencia del combustible del motor de dicho vehículo junto con otros formularios de solicitud.
- c) Vehículos Diésel medianos o grandes
  - i) Bus: Longitud de chasis antes de ensamblaje cercana a 8 metros o más  
El ancho es mayor a 2 metros  
El número de asientos para pasajeros es mínimo 30
  - ii) Camiones: El peso bruto del vehículo es cerca de 9 toneladas o más

##### 4.2. Criterios para la selección de Beneficiarios:

- a) MIPYMEs, empresas e instituciones públicas que utilizan buses y camiones principalmente fuera de la ciudad de Lima.

#### **(5) OTROS**

Los siguientes son ejemplos de Sub-Proyectos que probablemente puedan ser examinados como proyectos potenciales a futuro.

##### 5.1. Bombeo de agua del subsuelo para irrigación con energía solar fotovoltaica

###### 5.1.1. Criterios de selección de Sub-Proyectos:

- a) La instalación de sistemas solares fotovoltaicos y/o de bombeo para propósitos de irrigación de terreno agrícola
- b) El área del terreno será identificada por COFIDE
- c) COFIDE decide la capacidad de la instalación de irrigación

- d) Terreno agrícola en el cual la irrigación es indispensable para sembrar

#### 5.1.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) MIPYMEs o grupos de campesinos que planean instalar en forma conjunta sistemas fotovoltaicos y/o de bombeo para irrigación.
- b) Productos agrícolas que están permitidos de sembrar en el área.

### 5.2. Cogeneración

#### 5.2.1. Criterios de selección de Sub-Proyectos:

- a) El ahorro de energía el por lo menos 15% a partir de la línea base

#### 5.2.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) Fábricas o plantas de MIPYMEs, hospitales y grandes complejos de edificios los cuales requieren de preferencia de 1000 kW de energía térmica y/o 1000 kW de energía eléctrica o equivalente.

### 5.3. Hogar Verde

#### 5.3.1. Criterios de selección de Sub-Proyectos:

- a) Sub-Proyecto para el cual el estudio de factibilidad se ha completado
- b) El máximo monto de Sub-Proyecto será establecido por COFIDE
- c) La ubicación del sistema está en el área que COFIDE determine

#### 5.3.2. Criterios de selección de Beneficiarios:

- a) Grupos o individuos asociados (referencialmente 50 hogares) y pequeños talleres o industrias rurales dentro de una zona limitada. El monto de Sub-Préstamo, como grupo, deberá ser de 100,000 USD o mayor.
- b) Los hogares deben ser la residencia principal de los propietarios
- c) Consumidores productivos tales como industrias rurales y artesanos estarían incluidos y liderarían a los consumidores.
- d) La asociación es principalmente administrada por un comité en el cual por lo menos uno de los miembros pertenece a la asociación.



**CENERGIA**

**CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL  
AMBIENTE**



**ESTUDIO DE AUDITORÍA ENERGÉTICA  
DE LA PLANTA DE AJINOMOTO DEL  
PERÚ**

**INFORME**

San Borja, Octubre de 2016



## CONTENIDO

<b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>4</b>
<b>1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN .....</b>	<b>7</b>
1.1 IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA .....	7
1.2 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	7
<b>2 SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....</b>	<b>9</b>
2.1 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	9
2.2 DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	9
2.3 COSTO UNITARIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	9
<b>3 ANÁLISIS ENERGÉTICO ACTUAL DE LA INSTALACIÓN .....</b>	<b>10</b>
3.1 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	10
3.2 MÁXIMA DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA TOTAL .....	12
<b>4 EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA.....</b>	<b>17</b>
4.1 MEJORA POR EL REEMPLAZO DE MOTORES ELÉCTRICOS DE EFICIENCIA ESTÁNDAR POR LOS DE ALTO RENDIMIENTO .....	17
4.2 REDUCCIÓN DE LA DEMANDA EN EL USO DE BOMBAS DE AGUA DE POZO .....	22
4.3 CONTROL DE CARGAS EN HORAS DE PUNTA.....	24
4.4 PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN.....	27
4.4.1 Objetivo.....	27
4.4.2 Metodología del Estudio .....	27
4.4.3 Situación de referencia .....	28
4.4.4 Implementación del Sistema de Cogeneración .....	29
4.4.5 Resultados de la evaluación.....	32
4.4.6 Estudio Normativo .....	33
4.4.7 Comparación económica de alternativas .....	33
4.4.8 Alternativa Seleccionada .....	34
<b>5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>35</b>
5.1 CONCLUSIONES .....	35
5.2 RECOMENDACIONES .....	35

## Anexos

Anexo 1: Parte Eléctrica

Anexo 2: Parte Térmica



## Lista de Cuadros

Cuadro N° 3.1: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica de Ajinomoto .....	10
Cuadro N° 3.2: Verano Resumen de Mediciones – Semana de Máxima Demanda Totalizador Planta .....	13
Cuadro N° 3.3: Resumen de Mediciones – Semana de Máxima Demanda.....	15
Cuadro N° 4.1: Evaluación Económica Reemplazo de Motores Estándar por Eficientes – (Costo de energía = 0.085 US\$/kW.h).....	20
Cuadro N° 4.2: Motores a ser Reemplazados por Motores de Alta Eficiencia .....	21
Cuadro N° 4.3: Demanda de Potencia de Bombas de Agua .....	23
Cuadro N° 4.4: Análisis de las Máximas Demandas de Potencia en H.P. ....	24
Cuadro N° 4.5: Premisas de Diseño del Sistema de Cogeneración .....	29
Cuadro N° 4.6: Tarifas Proyectadas.....	31
Cuadro N° 4.7: Alternativas Consideradas y Nivel de Inversión .....	32
Cuadro N° 4.8: Cálculo de los Indicadores REE y C para las Alternativas Consideradas .....	33
Cuadro N° 4.9: Cálculo de los Principales Indicadores Económicos para cada Alternativa.....	34

## Lista de Figuras

Figura N° 3.1: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta AJINOMOTO .....	11
Figura N° 3.2: Evolución de la Máxima Demanda (kW) – Planta AJINOMOTO.....	12
Figura N° 3.3: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Verano .....	14
Figura N° 3.4: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Invierno .....	16
Figura N° 4.1: Curva de Eficiencia a Diferentes Potencias Estándar IEC 60034-30 (2014) .....	19
Figura N° 4.2: Evaluación de los Picos de Demanda Mayo-2016 .....	25
Figura N° 4.3: Sistema de Monitoreo y Control de la Máxima Demanda .....	26



## RESUMEN EJECUTIVO

Este informe contiene los resultados de la auditoría energética a la planta de AJINOMOTO.

AJINOMOTO, es una empresa agroindustrial establecida en 1968 en la rama del sector de alimentos y sazónadores. Ofrece productos instantáneos y prácticos elaborados bajo altos estándares de calidad.

La auditoría incluyó las siguientes actividades:

- Encuesta de campo cuyo objetivo era recopilar información relacionada con el consumo de energía y equipos características.
- Análisis e identificación de mejoras energéticas.
- Elaboración del informe de auditoría.

## Resultados principales

### A. AHORRO DE ENERGÍA

En la tabla siguiente, se muestra el potencial de ahorro en la planta de AJINOMOTO.

MEJORAS	AHORRO DE POTENCIA			AHORRO DE ENERGÍA				Ahorro económico total (US\$)	Inversión (US\$)	Payback (Meses)
	kW	%	US\$	kW	%	% Categoría	US\$			
1. Reemplazo de motores eléctricos viejos por otros de alta eficiencia										
Caso 1: IE2 vs IE1				225 113	0,7	1,10%	19 135	19 135	76 063	48
Caso 1: IE3 vs IE1				421 361	1,3	2,10%	35 816	35 816	134 638	45
2. Reducción de la demanda de potencia en el uso de bombas (pozos).	45	1%	8 100					8 100	500	1
3. Sistema de monitoreo de carga en horas	75		13 500					13 500	18 000	16
<b>AHORRO TOTAL (*)</b>	<b>120</b>	<b>2,7%</b>	<b>21 600</b>	<b>421 361</b>	<b>1,3</b>	<b>2,10%</b>	<b>54 951</b>	<b>76 551</b>	<b>229 201</b>	<b>36</b>

NOTA: (\*) El total de ahorros no incluye el caso 1 del reemplazo de motores de categoría 1.

Los porcentajes de ahorro están relacionados con los siguientes valores:

Consumo Total de Energía Activa - 2015:

32.866.200 kWh 2%

Máxima demanda registrada en horas pico - 2016

4422 kW 11%

Facturación de la energía y demanda pico - 2015

2.654.796 US \$ 7%

Tipo de cambio

3,3 S./US \$



## B. PLANTA DE COGENERACIÓN

La mejor opción de cogeneración consiste en una turbina de 7,9 MW, que presenta los siguientes indicadores económicos:

COGENERACIÓN	CURRENT FACILITY			COGENERATION PLANT				TOTAL AHORRO ECONÓMICO* (US\$)	INVERSIÓN (US\$)	PAYBACK (US\$)
	Energía (MWh)	Combustible (Msm3)	Costo* (US\$/año)	Auto Generación (MWh)	Energía Exportada (MWh)	Combustible (Msm3)	Costo* (US\$/año)			
SIEMENS SGT 300 7,9 MW (Alternativa 1)	32686	9131	5311085	64946	32260	2418976	4649650	661435	9525000	5
(*) Para el primer año.										

## C. CONCLUSIONES

1. Se ha identificado potenciales ahorros en el reemplazo de motores eléctricos existentes por otros de mayor eficiencia, siendo el periodo de retorno de 4 a 5 años.
2. Se ha identificado beneficios económicos por una Gestión de la Demanda, se debe instalar en una primera etapa interruptores horario. En una segunda etapa se recomienda instalar un sistema automático de control de la demanda de potencia.
3. La alternativa más recomendable para la implementación de un sistema de cogeneración es la compuesta por 01 turbina de gas SIEMENS SGT-300 de 7,9 MW, con su caldera de recuperación.
4. Las alternativas de cogeneración seleccionada posee un REE de 0,72 y un C de 0,59, lo que hace que califique como central de cogeneración; así también, demanda una Inversión de US\$ 9 525 000, que a lo largo de un periodo de análisis de 15 años nos da un VAN de US\$ 3 728 062 y una T.I.R. de 19,9%, con un periodo de retorno simple de la inversión de 5 años.

## D. RECOMENDACIONES

1. Se debe evaluar a nivel de factibilidad implementar los proyectos de eficiencia energética identificados en el diagnóstico por sus beneficios económicos y ambientales.
2. Se recomienda realizar un estudio de eficiencia energética que permita cuantificar mejor los potenciales ahorros energéticos y económicos para la empresa y evaluar otras medidas de eficiencia energética.



3. Con el fin de educar y concientizar al personal que labora en la planta en temas relacionados con el ahorro de la energía, se sugiere programar charlas y exposición de videos relacionados con el tema.
4. De acuerdo a los resultados obtenidos, se recomienda una evaluación del proyecto de cogeneración, a nivel de pre-factibilidad, sin embargo, se deberá realizar antes un estudio de eficiencia energética para poder determinar con exactitud los consumos energéticos y tener la situación de referencia optimizada, de esta manera se podrá obtener una mejor cuantificación de los beneficios del proyecto.
5. Para análisis futuros, es recomendable que el personal de planta lleve a cabo un programa de monitoreo constante a lo largo del año, identificando los días de mayor carga térmica (en base a la producción) y consumo eléctrico.
6. Así mismo, para el diseño óptimo de la caldera de recuperación de calor (HRSG), es necesario conocer la curva de demanda de vapor de la planta, por esta razón es que se recomienda ejecutar un monitoreo de la demanda cada 15 min no menor a un año.





# 1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

---

## 1.1 IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

AJINOMOTO DEL PERU S.A. es una empresa fundada en 1968 del sector agroindustrial, del ramo de fabricación de alimentos y sazónadores para consumo humano. Ofrece productos sabrosos y prácticos elaborados bajo los más altos estándares de calidad.

Sus principales datos son:

### **Oficina Principal**

Av. República de Panamá 2455, Lima 13 - Perú

Telf.: **+511 470 6050**

Fax: **+511 472 1570**

### **Planta de Producción**

Av. Néstor Gambetta N° 7003, Callao - Perú

Telf.: **+511 577 0033**

Fax: **+511 577 0022**

- Régimen de trabajo: 3 turnos/día, 7 días/semana (Lu-Do)

## 1.2 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Las instalaciones de AJINOMOTO DEL PERU S.A., está conformada por dos líneas de producción:

Línea 1: Ajino Moto - aminoácidos glutamato mono sódico

Línea 2: Alimentos, los cuales se distribuyen en las siguientes áreas o Centro de costos:

1. Producción de Ajinomen
2. Producción de Salza de Soya – Ajino Sillau
3. Producción de Deli Arroz
4. Producción de Ajino Mix

**FUERZA (SERVICIOS AUXILIARES):**

- Sala de Calderos (3 calderos de 800 BHP)
- Sistema de aire comprimido (aire para proceso 2 compresores de aire de 750 kW y 420 kW y aire para control y maniobras 2 compresores de 120 kW)
- Sistema de frío (chiller), dos equipos de 350 kW y 250 kW
- Sistema de tratamiento y distribución de agua (tres bombas de pozo profundo de 45 kW)
- Sistema de ablandamiento de agua de Osmosis

En el proceso productivo de las líneas de producción se tienen servicios que son compartidos por los diferentes procesos y líneas de producción, tales como: electricidad, vapor, frío, aire comprimido y Agua.

**OFICINAS Y OTROS:** Oficinas Administrativas, laboratorios, comedor, talleres y otros.



## 2 SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

---

### 2.1 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El suministro actual de energía eléctrica a la Planta Industrial de AJINOMOTO, es proporcionado por la Empresa Distribuidora EDELNOR, a través de un suministro en media tensión 10 kV, con una potencia contratada de 4500 kW, con contrato tarifario de cliente libre. Las horas punta de energía se cuenta para el periodo 18:00 a 23:00 horas, mientras que la demanda de horas de punta se considera el periodo de 18:30 a 20:30 horas.

Para el caso de interrupciones del suministro eléctrico, se cuenta con 2 grupos electrógenos de 2 x 550 kW, que operan con Diesel 2.

### 2.2 DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se dispone de dos subestaciones de distribución de energía eléctrica en la Planta Industrial AJINOMOTO DEL PERU S.A.

Con el fin de mejorar el factor de potencia y evitar el pago por energía reactiva, se tiene instalado bancos de condensadores automáticos.

Es importante señalar que el tipo de compensación es centralizado al interior de las subestaciones de distribución y centros de control de motores (MCC).

### 2.3 COSTO UNITARIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Suministrador	:	EDELNOR S.A.
Tipo tarifa	:	LIBRE
Potencia contratada	:	4 500 kW
Costo promedio	:	0.082 US\$/kW.h (promedio 2015- junio de 2016)
Costo promedio	:	0.085 US\$/kW.h (promedio de julio de 2015 a junio de 2016)

Se ha considerado una tasa de cambio promedio mensual, tomando en cuenta el precio de venta del último día útil de cada mes de acuerdo a la SBS, para el periodo julio de 2015 a junio de 2016.



### 3 ANÁLISIS ENERGÉTICO ACTUAL DE LA INSTALACIÓN

Para determinar los consumos actuales de energía eléctrica de la planta de AJINOMOTO S.A., se ha procesado la información de las facturas de electricidad de Edelnor y los registros de potencia cada 15 minutos obtenida del medidor de energía y proporcionada por AJINOMOTO.

#### 3.1 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Teniendo como fuente de información estadística los reportes de consumo de energía eléctrica proporcionada por AJINOMOTO S.A. desde enero 2015 a junio 2016, siendo la siguiente:

##### Energía Activa:

**Cuadro N° 3.1: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica de Ajinomoto**

##### DATOS DE FACTURACION DE ENERGIA ELECTRICA

MES\ CONCEPTO	MDL H.P kW	MD HFP kW	MD FAC. kW	E.A HP MWh	E.A HFP MWh	E.A MES MWh	COSTO S/.
ene-15	4 333	4 406	4 333	499.54	2303.91	2803.45	657 307.0
feb-15	4 325	4 410	4 325	485.32	2161.03	2646.35	633 172.6
mar-15	4 235	4 416	4 235	520.25	2355.66	2875.92	651 699.0
abr-15	4 325	4 416	4 325	465.46	2270.14	2735.59	634 037.9
may-15	4 129	4 228	4 129	482.38	2316.41	2798.79	680 738.9
jun-15	4 208	4 373	4 208	486.91	2266.56	2753.47	712 998.4
jul-15	4 269	4 299	4 269	486.73	2331.92	2818.65	730 026.4
ago-15	4 250	4 341	4 250	497.46	2278.32	2775.77	752 519.3
sep-15	4 129	4 228	4 129	237.32	1027.61	1264.94	454 025.4
oct-15	4 268	4 395	4 268	515.11	2355.89	2871.00	777 802.2
nov-15	4 282	4 358	4 282	493.42	2275.17	2768.59	767 275.1
dic-15	4 351	4 414	4 351	490.76	2365.45	2856.21	777 115.7
ene-16	4 368	4 522	4 368	505.15	2417.66	2922.81	835 364.7
feb-16	4 422	4 552	4 422	511.42	2277.11	2788.52	811 616.8
mar-16	4 402	4 522	4 402	515.05	2471.14	2986.20	850 101.1
abr-16	4 309	4 480	4 309	516.19	2300.39	2816.58	776 092.6
may-16	4 368	4 574	4 368	506.56	2438.52	2945.08	824 949.6
jun-16	4 387	4 692	4 387	498.53	2372.86	2871.40	814 398.8
<b>PROMEDIO MENSUAL</b>	<b>4 297.74</b>	<b>4 423.76</b>	<b>4 297.74</b>	<b>484.09</b>	<b>2 254.76</b>	<b>2 738.85</b>	<b>730 069</b>
<b>MAXIMO MENSUAL</b>	<b>4 422.00</b>	<b>4 692.40</b>	<b>4 422.00</b>	<b>520.25</b>	<b>2 471.14</b>	<b>2 986.20</b>	<b>850 101</b>

NOTA:

- MD H.P : MAXIMA DEMANDA LEIDA HORA PUNTA
- MD L HFP : MAXIMA DEMANDA LEIDA HORA FUERA DE PUNTA
- MD Fac. : MAXIMA DEMANDA FACTURADA
- EXC. Fac. : EXCESO DE MAXIMA DEMANDA FACTURADA
- E.A L. H.P. : ENERGIA ACTIVA HORA PUNTA LEIDO
- E.A L. H.F.P. : ENERGIA ACTIVA HORA FUERA DE PUNTA LEIDO
- E.A MES : ENERGIA ACTIVA MES

Promedio mensual en Hora Punta : 484.09 MWh  
 Promedio mensual en Hora Fuera de Punta : 2 254.76 MWh

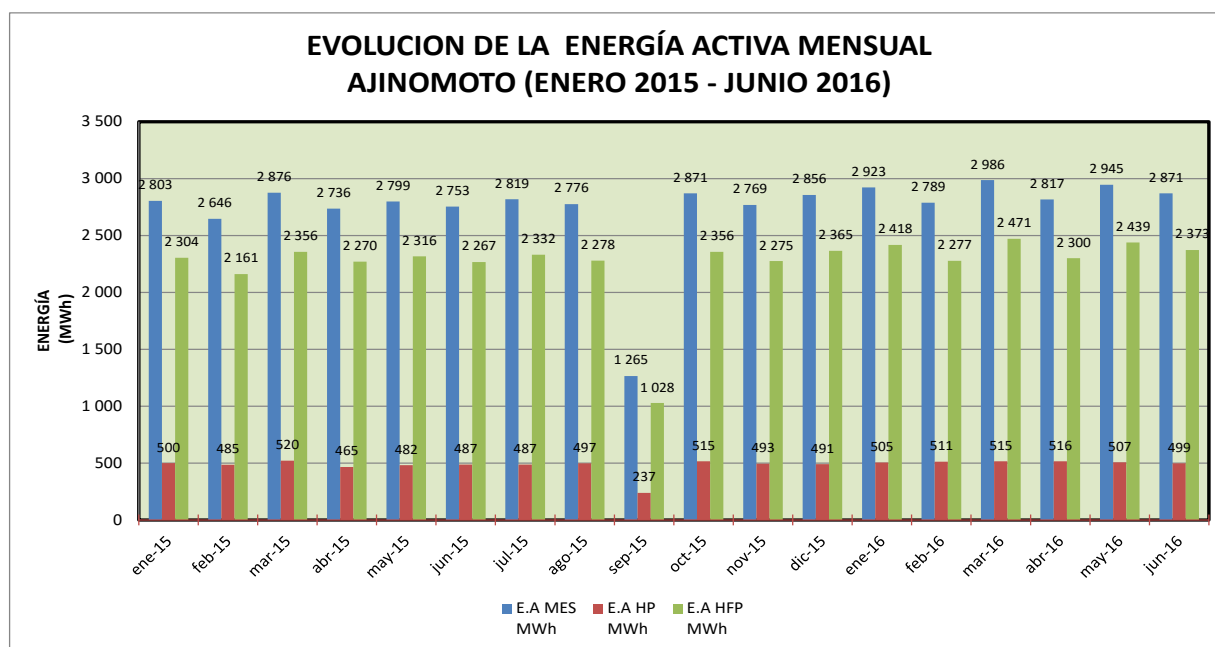


CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

Promedio mensual Total : 2 738.85 MWh  
 Facturación mensual promedio : 730 069 soles

En la Figura N° 3.1 se muestra la evolución del consumo de energía.

**Figura N° 3.1: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta AJINOMOTO**

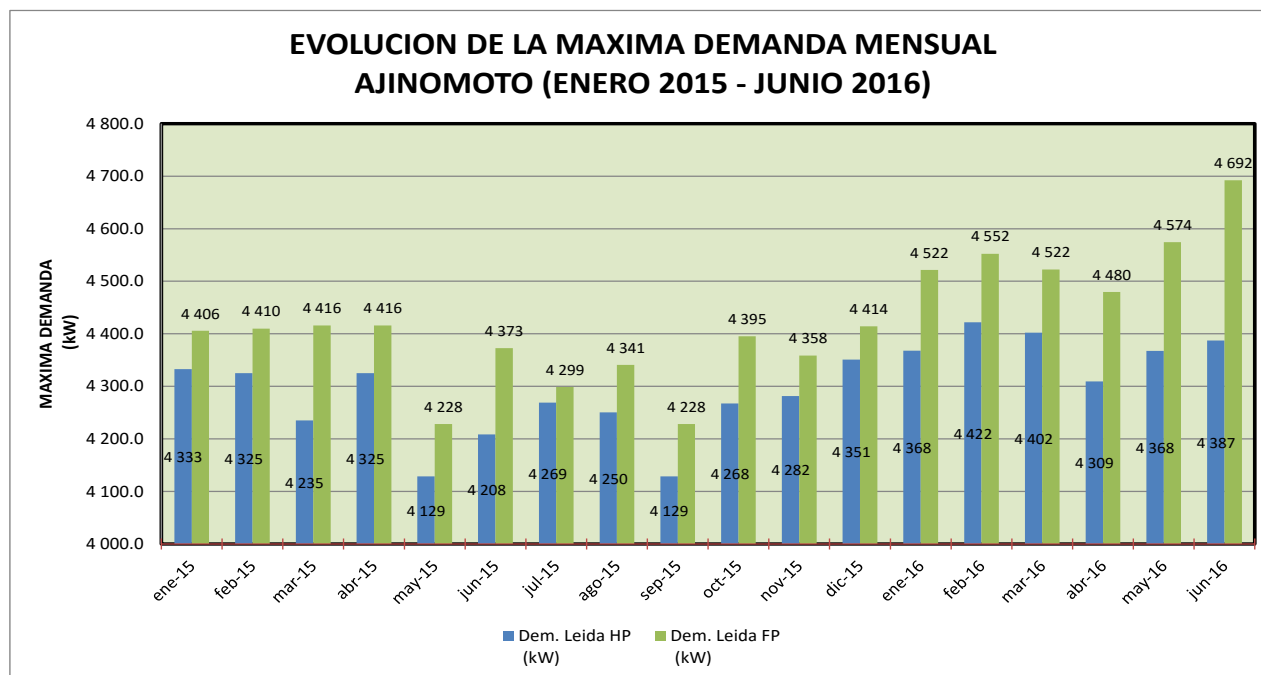


El mes de marzo del 2016 se ha alcanzado el máximo consumo de energía con 2 986 MWh, mientras que el menor consumo se dio en el mes de septiembre de 2015, debido a la parada por mantenimiento de la planta. No existe facturación por energía reactiva, debido al alto factor de potencia de la planta.

#### Máxima Demanda:

Promedio mensual en Hora Punta : 4 297.74 kW  
 Promedio mensual en Hora Fuera de Punta : 4 423.76 kW  
 Máxima Demanda Facturada (feb. 2016) : 4 422.00 kW

En la Figura N° 3.2 se muestra la evolución de la máxima demanda leída en FP y HP.

**Figura N° 3.2: Evolución de la Máxima Demanda (kW) – Planta AJINOMOTO**

En la Figura anterior se observa que en el mes de junio del 2016 se alcanzó la máxima demanda leída en horas fuera de punta de 4 692 kW, que excede la potencia contratada de 4 500 kW, de acuerdo al contrato tarifario, por el exceso de potencia se debe pagar una penalidad equivalente a tres veces el costo unitario por el cargo de potencia.

Se realizó el procesamiento de la información de los perfiles de carga parcial de los años 2015 y 2016:

### 3.2 MÁXIMA DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGÍA TOTAL

Para hacer un análisis acorde a las variaciones estacionales, se ha procesado la información de algunos meses proporcionada por AJINOMOTO, de los registros cada 15 minutos de los meses de verano (enero a abril) e invierno (mayo, junio y julio) paralelamente se validó dicha información con las facturas de EDELNOR.

Para obtener la semana típica representativa de los meses de verano e invierno se ha determinado el día de máxima demanda y luego se ha procesado los diagramas de carga de la semana correspondiente, en el Cuadro N° 3.2 se presenta el resumen de las mediciones de días de la semana del totalizador.



### Cuadro N° 3.2: Verano Resumen de Mediciones – Semana de Máxima Demanda Totalizador Planta

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kW.h)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
11/04/2016	LUNES	4216.0	4434.4	4434.4	20 823.1	78 641.2	99 464.3	0.93	0.96
12/04/2016	MARTES	4238.4	4309.2	4309.2	20 669.7	76 792.2	97 461.9	0.94	0.96
13/04/2016	MIÉRCOLES	4233.2	4386.0	4386.0	20 371.4	78 510.9	98 882.3	0.94	0.96
14/04/2016	JUEVES	4168.0	4479.6	4479.6	20 675.1	79 154.1	99 829.2	0.93	0.96
15/04/2016	VIERNES	4234.0	4268.0	4268.0	20 387.7	75 784.2	96 171.9	0.94	0.96
16/04/2016	SÁBADO	4243.2	4329.2	4329.2	20 490.2	77 811.4	98 301.6	0.95	0.96
17/04/2016	DOMINGO	3777.6	4043.6	4043.6	18 209.9	70 035.9	88 245.8	0.91	0.97
	<b>Máximo</b>	4243.2	4479.6	4479.6	20 823.1	79 154.1	99 829.2	0.95	0.97
	<b>Mínimo</b>	3777.6	4043.6	4043.6	18 209.9	70 035.9	88 245.8	0.91	0.96
	<b>Promedio</b>	4158.6	4321.4	4321.4	20 232.4	76 675.7	96 908.1	0.93	0.96
	<b>Promedio días útiles</b>				<b>20 019</b>	<b>75 995</b>	<b>96 014</b>		
	<b>SÁBADO</b>				<b>20 675</b>	<b>79 154</b>	<b>99 829</b>		
	<b>DOMINGO</b>				<b>20 388</b>	<b>75 784</b>	<b>96 172</b>		
	<b>Proyección al mes</b>				<b>624 677</b>	<b>2 367 639</b>	<b>2 992 317</b>		

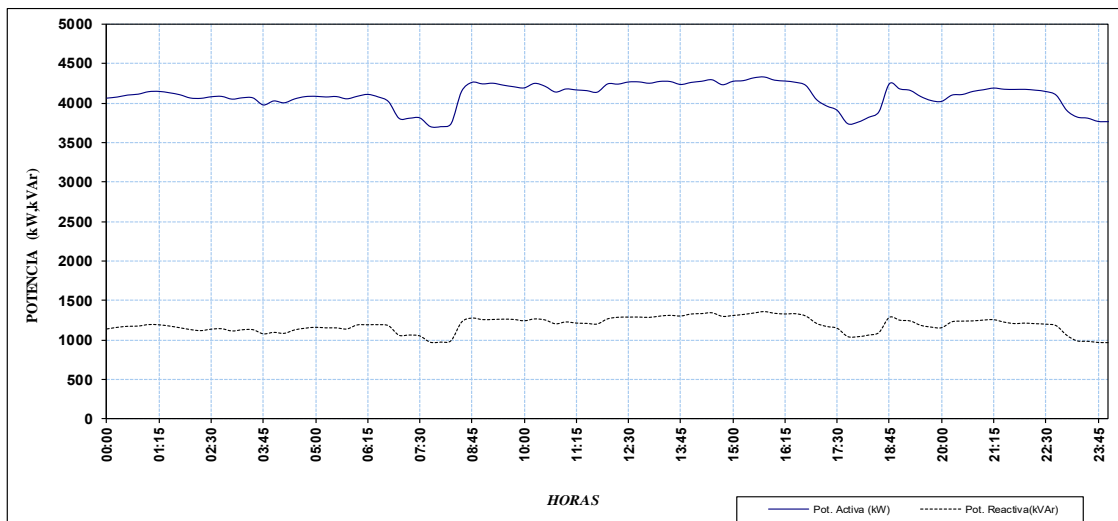
En el cuadro anterior, se observa que la máxima demanda registrada en horas fuera de punta es de 4479.6 kW y ocurrió el día jueves 14 de abril, la máxima demanda registrada en horas punta es de 4 243.2 kW ocurrió el día sábado 16 de abril, en general la máxima demanda promedio del día es de 4 158.6 kW. El factor de carga máximo es de 0.95, siendo el factor de carga promedio de 0.93. El factor de potencia promedio es de 0.96.

En la Figura N° 3.3 se presenta el día de máxima demanda del totalizador de la Planta AJINOMOTO.

**Figura N° 3.3: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Verano**

FECHA : 16-abr-16

DÍA : SABADO

**DIAGRAMA DE CARGA****PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS					
MAXIMA DEMANDA			DEMANDA PROMEDIO		
H.P	4243.2	kW	H.P	4115.2	kW
H.F.P	4329.2	kW	H.F.P	4094.1	kW
DIA	4329.2	kW	DIA	4095.9	kW
ENERGIA ACTIVA			ENERGIA REACTIVA		
H.P	20490	kWh	H.P	5984	KVARh
H.F.P	77811	kWh	H.F.P	22563	KVARh
DIA	98302	kWh	DIA	28547	KVARh
PARAMETROS CALCULADOS					
FACTOR DE CARGA			FACTOR DE PERDIDAS		
H.P	0.97		H.P	0.90	
H.F.P	0.95		H.F.P	0.90	
DIA	0.95		DIA	0.90	
FACTOR DE POTENCIA (promedio del día)				0.96	Inductivo

**Nota:**

H.P. Energía : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
 H.F.P. : Horas fuera de punta  
 H.P. Potencia : Horas de punta (18:30 a 20:30)

En el Cuadro N° 3.3 se aprecia el resumen de las mediciones correspondiente al periodo de invierno del año 2016 de la planta de AJINOMOTO.





**Cuadro N° 3.3: Resumen de Mediciones – Semana de Máxima Demanda  
Totalizador Planta – Invierno**

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kW.h)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
14/06/2016	MARTES	4344.8	4407.6	4407.6	20 472.4	77 670.6	98 143.0	0.93	0.96
15/06/2016	MIÉRCOLES	4276.4	4286.8	4286.8	20 600.7	79 122.6	99 723.3	0.95	0.96
16/06/2016	JUEVES	4205.6	4392.0	4392.0	20 845.3	77 764.7	98 610.0	0.95	0.96
17/06/2016	VIERNES	4290.8	4349.6	4349.6	20 441.8	77 503.7	97 945.5	0.94	0.96
18/06/2016	SÁBADO	4296.4	4308.0	4308.0	19 845.7	78 173.7	98 019.4	0.95	0.97
19/06/2016	DOMINGO	4084.8	4475.2	4475.2	18 273.0	71 027.0	89 300.0	0.91	0.97
20/06/2016	LUNES	3699.6	4095.6	4095.6	21 446.3	77 145.0	98 591.3	0.91	0.97
	<b>Máximo</b>	4344.8	4475.2	4475.2	21 446.3	79 122.6	99 723.3	0.95	0.97
	<b>Mínimo</b>	3699.6	4095.6	4095.6	18 273.0	71 027.0	89 300.0	0.91	0.96
	<b>Promedio</b>	4171.2	4330.7	4330.7	20 275.0	76 915.3	97 190.4	0.94	0.97
	<b>Promedio días útiles</b>				<b>20 841</b>	<b>77 926</b>	<b>98 767</b>		
	<b>SÁBADO</b>				<b>20 442</b>	<b>77 504</b>	<b>97 946</b>		
	<b>DOMINGO</b>				<b>19 846</b>	<b>78 174</b>	<b>98 019</b>		
	<b>Proyección al mes</b>				<b>640 497</b>	<b>2 415 001</b>	<b>3 055 498</b>		

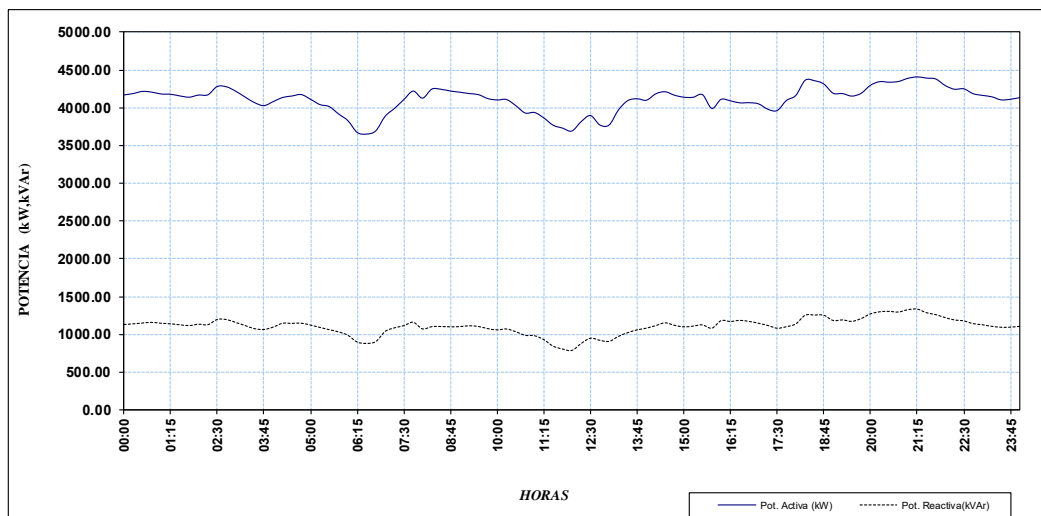
En el cuadro anterior se observa que la máxima demanda registrada en horas fuera de punta es de 4475.2 kW el cual ocurrió el día domingo 19 de junio, la máxima demanda registrada en horas punta es de 4344.8 kW el cual ocurrió el día martes 14 de junio, en general la máxima demanda promedio en horas punta es de 4171 kW.

En la Figura N° 3.4 se presenta el día de máxima demanda del totalizador de la Planta.

**Figura N° 3.4: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Invierno**

FECHA : 13-jun-16

DIA : LUNES

**DIAGRAMA DE CARGA****PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS					
MAXIMA DEMANDA			DEMANDA PROMEDIO		
H.P	4344.8	kW	H.P	4251.9	kW
H.F.P	4407.6	kW	H.F.P	4094.9	kW
DIA	4407.6	kW	DIA	4108.0	kW
ENERGIA ACTIVA			ENERGIA REACTIVA		
H.P	21446	kWh	H.P	6191	KVARh
H.F.P	77145	kWh	H.F.P	20392	KVARh
DIA	98591	kWh	DIA	26583	KVARh
PARAMETROS CALCULADOS					
FACTOR DE CARGA			FACTOR DE PERDIDAS		
H.P	0.98		H.P	0.93	
H.F.P	0.93		H.F.P	0.86	
DIA	0.93		DIA	0.87	
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del día)</b>				0.97	Inductivo

**Nota:**

H.P. Energía : Horas de punta Energía (18:00 a 23:00)

H.F.P. : Horas fuera de punta

H.P. Potencia : Horas de punta Potencia (18:30 a 20:30)

Los sistemas auxiliares agrupados en el área de Fuerza tienen un trabajo continuo, y están consideradas como cargas base, debido a que tienen mayor incidencia en la máxima demanda y en el consumo de energía de la planta.



## 4 EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

---

Después de haber realizado una evaluación operativa y análisis energético en las instalaciones de Ajinomoto, se han identificado oportunidades para la reducción del consumo y costos en energía activa en las instalaciones evaluadas, los ahorros han sido cuantificados teniendo en cuenta los precios referenciales obtenidos como promedio de las facturas de electricidad de julio de 2015 a junio de 2016.

### 4.1 MEJORA POR EL REEMPLAZO DE MOTORES ELÉCTRICOS DE EFICIENCIA ESTÁNDAR POR LOS DE ALTO RENDIMIENTO

Durante la visita e inspección que se realizó en la planta se pudo observar que la gran mayoría de motores son antiguos (>20 años) muchos de ellos posiblemente han sido rebobinados, especialmente los de pequeña potencia.

Se sabe que los continuos arranques y paradas causan deterioro en las características eléctricas del núcleo de acero la cual incrementa sus pérdidas a medida que pasa el tiempo.

Lo que se propone en estas condiciones es optar por el cambio de los motores de eficiencia estándar que se tienen actualmente por los de alta eficiencia, el reemplazo deberá realizarse a mediano plazo.

Se realizó una evaluación de una muestra de 54 motores del área de fuerza, de 7.4 hp a 170 hp, para determinar en cuáles de ellos es económicamente atractivo efectuar el reemplazo.

#### Consideraciones:

El ahorro que se obtiene en un motor eléctrico, al emplear una mayor eficiencia viene dado por la siguiente fórmula:

$$AE = 0.746 * HP * T * C * \left( \frac{100}{n_1} - \frac{100}{n_2} \right)$$

Donde:

AE = Ahorro de energía en US\$.  
 $n_1$  = Eficiencia del motor de rendimiento estándar.



$n_2$	=	Eficiencia del motor de alto rendimiento.
HP	=	Potencia del motor en HP.
T	=	Número de horas anuales.
C	=	Costo de 1 kW.h (US \$ 0.085)

Un criterio de evaluación económica sencilla es mediante el cálculo del tiempo de recupero de inversión (RI) simple aplicando la relación siguiente:

$$RI = \frac{CM}{AE}$$

Donde:

RI	=	Recupero de inversión en años.
CM	=	Costo inicial de inversión en US \$.
AE	=	Energía ahorrada anualmente en US \$/año.

### Ejemplo de cálculo:

Para el motor del motor de torre de enfriamiento se tienen los siguientes datos:

Potencia HP	Horas Anuales	Eficiencia de Funcionamiento	Eficiencia IE2	Eficiencia IE3	Costo IE2 US\$	Costo IE3 US\$
20	8400	89.80%	92.4 %	93.4%	2140	2469

Para el caso de la eficiencia de los motores existentes estándar, debido a la antigüedad de los motores (>20 años) se ha disminuido la eficiencia en 1% respecto al motor nuevo estándar IE1.

Entonces el ahorro anual de energía al emplear un motor de mayor eficiencia IE2 será de:

$$AE = 0.746 \frac{KW}{HP} * 20HP * 8400 \frac{\text{hora}}{\text{año}} * \frac{US\$0.085}{KW-h} * \left( \frac{100}{89.80} - \frac{100}{92.40} \right)$$

$$AE = US\$333.8 / \text{año}$$

El tiempo de recupero de la inversión sería:

$$RI = \frac{US\$2140}{333.8 \frac{US\$}{\text{año}}}$$

$$RI = 6.4 \text{ años}$$



Entonces el ahorro anual de energía al emplear un motor de mayor eficiencia IE3 será de:

El tiempo de recupero de la inversión sería:

$$RI = \frac{US\$2469}{457.24 \frac{US\$}{año}}$$

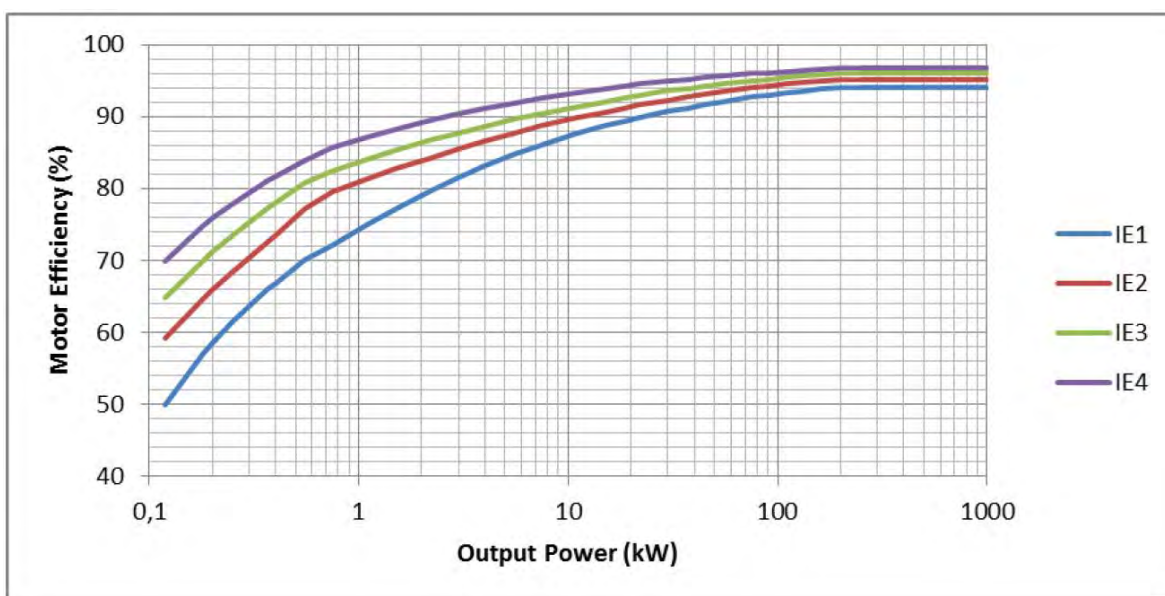
$$RI = 5.4 \text{ años}$$

Como se puede ver de los dos ejemplos, es más conveniente reemplazar aquellos motores de clase IE3 en lugar de IE2, siendo el periodo de retorno menor en los motores medianos de 50 a 70 hp (4 años), respecto a los motores más pequeños cuyos tiempos de recuperación son de 4.5 años.

Los estándares internacionales predominantes de motores pertenecen a la International Electrotechnical Commission (IEC) descritos en el protocolo IEC 60034-30 y a la National Electrical Manufacturers Association (NEMA) a través de la norma NEMA MG-1-2014.

Para ver esto el siguiente Figura nos indica la variación de las eficiencias estándar y Premium (alta eficiencia) con la potencia de los motores de la empresa Ajinomoto.

**Figura N° 4.1: Curva de Eficiencia a Diferentes Potencias Estándar IEC 60034-30 (2014)**





Podemos ver claramente que la diferencia de eficiencia es mayor para las potencias menores a 100 HP, por lo tanto mayores serán los ahorros que se obtendrán cuando se realice el cambio en este rango, para determinadas horas de operación.

Asimismo, cabe indicar que la eficiencia disminuye si el motor trabaja por debajo de su potencia nominal, por lo tanto se obtendrán menores tiempos de recuperación para motores que tengan menores factores de utilización.

Se realizó el mismo procedimiento descrito líneas arriba para determinar el tiempo de recuperación para los **54 motores** de la muestra tomada, luego se hizo dos escenarios considerando dos costos unitarios de la tarifa eléctrica: 0.085 US\$/kW.h.

El tiempo de recuperación disminuye con el número de horas de trabajo del motor evaluado, la evaluación económica realizada a una muestra de motores instalados en la Empresa Ajinomoto se presentan en los cuadros N° 4.1 y N° 4.2.

Los motores donde su reemplazo permite la amortización de la inversión con sus propios ahorros en periodos que varían de 4 a 4.5 años, se presentan en los Cuadros 4.1 y 4.2. El periodo de evaluación para determinar el VAN y TIR es de 20 años, con una tasa de descuento de 12%.

#### **Cuadro N° 4.1: Evaluación Económica Reemplazo de Motores Estándar por Eficientes – (Costo de energía = 0.085 US\$/kW.h)**

Rango de Potencia (HP)	Cantidad de motores	Inversión 2	Inversión 3	Promedio VAN IE2	Promedio VAN IE3	Promedio TIR IE2	Promedio TIR IE3	Promedio Payback IE2	Promedio Payback IE3
0 - 10	1	930	1 001	296	822	16%	23%	5.8	4.3
10 - 25	15	29 861	33 829	1 005	2 177	19%	25%	5.2	4.0
25 - 40	1	3 327	3 839	1 616	3 469	19%	24%	5.2	4.1
40 - 100	31	184 152	212 483	3 608	7 250	20%	26%	4.8	3.8
mayor a 100	6	111 337	137 030	8 258	16 684	18%	22%	5.3	4.5

La relación de los motores eléctricos evaluados y sus respectivos costos de inversión, se presentan en el siguiente Cuadro N° 4.2.



### Cuadro N° 4.2: Motores a ser Reemplazados por Motores de Alta Eficiencia

ITEM	ENGINE TYPE	Potencia (HP)	Inversión motor nuevo IE1	Inversión motor nuevo IE2	Inversión motor nuevo IE3	VAN IE2	VAN IE3	TIR IE2	TIR IE3	PAYBACK IE2	PAYBACK IE3
1	MOTOR DE BOMBA CI JOCKEY	10.1	916	1 191	1 282	1 189	1 373	64%	57%	1.6	1.8
2	MOTOR DE BOMBA CI PRINCIPAL	60.3	5 062	6 581	7 593	992	2 509	20%	25%	4.8	4.0
3	MOTOR DE BOMBA DE POZO N° 1	60.3	5 062	6 581	7 593	992	2 509	20%	25%	4.8	4.0
4	MOTOR DE BOMBA DE POZO N° 2	67.0	5 491	7 138	8 237	1 442	3 145	23%	26%	4.2	3.7
5	MOTOR DE BOMBA DE POZO N° 3	50.0	3 754	4 880	5 631	1 232	2 615	26%	29%	3.8	3.4
6	MOTOR DE BOMBA ENVÍO PETRÓLEO R499	7.4	715	930	1 001	688	1 212	51%	63%	2.0	1.6
7	MOTOR DE BOMBA EQUIPO DE OSMOSIS	14.7	1 234	1 604	1 728	635	1 317	33%	44%	3.0	2.2
8	MOTOR DE BOMBA RECUPERACIÓN VIII	49.6	3 754	4 880	5 631	1 212	2 577	26%	29%	3.9	3.4
9	MOTOR DE BOMBA RECUPERACIÓN VIII	49.6	3 754	4 880	5 631	1 212	2 577	26%	29%	3.9	3.4
10	MOTOR DE BOMBA W0 A PLANTA	24.1	2 119	2 755	3 179	1 197	1 811	35%	33%	2.8	3.0
11	MOTOR DE BOMBA W0 A PLANTA	40.2	3 334	4 334	5 001	516	1 563	19%	24%	5.2	4.1
12	MOTOR DE BOMBA WB A CALDERA	24.8	2 119	2 755	3 179	1 253	1 899	36%	34%	2.8	2.9
13	MOTOR DE BOMBA WB A CALDERA	24.8	2 119	2 755	3 179	1 253	1 899	36%	34%	2.8	2.9
14	MOTOR DE BOMBA WB A CALDERA	24.8	2 119	2 755	3 179	1 253	1 899	36%	34%	2.8	2.9
15	MOTOR DE BOMBA WI A PLANTA	49.6	3 754	4 880	5 631	1 212	2 577	26%	29%	3.9	3.4
16	MOTOR DE BOMBA WI A PLANTA	49.6	3 754	4 880	5 631	1 212	2 577	26%	29%	3.9	3.4
17	MOTOR DE BOMBA WII A CHILLERS	40.2	3 334	4 334	5 001	516	1 563	19%	24%	5.2	4.1
18	MOTOR DE BOMBA WII A CHILLERS	40.2	3 334	4 334	5 001	516	1 563	19%	24%	5.2	4.1
19	MOTOR DE BOMBA WII A CHILLERS	60.3	5 062	6 581	7 593	992	2 509	20%	25%	4.8	4.0
20	MOTOR DE BOMBA WII A COMPRESORES	40.2	3 334	4 334	5 001	516	1 563	19%	24%	5.2	4.1
21	MOTOR DE BOMBA WII A COMPRESORES	40.2	3 334	4 334	5 001	516	1 563	19%	24%	5.2	4.1
22	MOTOR DE BOMBA WII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
23	MOTOR DE BOMBA WII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
24	MOTOR DE BOMBA WII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
25	MOTOR DE BOMBA WII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
26	MOTOR DE BOMBA WII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
27	MOTOR DE BOMBA WIII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
28	MOTOR DE BOMBA WIII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
29	MOTOR DE BOMBA WIII A PLANTA	73.7	5 920	7 696	8 880	1 620	3 514	24%	27%	4.2	3.7
30	MOTOR DE BOMBA WR A CHILLER	40.2	3 334	4 334	5 001	516	1 563	19%	24%	5.2	4.1
31	MOTOR DE BOMBA WR A CHILLER	12.1	1 141	1 483	1 597	1 039	1 710	49%	57%	2.1	1.8
32	MOTOR DE BOMBA WR A CHILLER	12.1	1 141	1 483	1 597	1 039	1 710	49%	57%	2.1	1.8
33	MOTOR DE BOMBA WR A PLANTA	49.6	3 754	4 880	5 631	1 212	2 577	26%	29%	3.9	3.4
34	MOTOR DE BOMBA WR A PLANTA	49.6	3 754	4 880	5 631	1 212	2 577	26%	29%	3.9	3.4
35	MOTOR DE BOMBA WR A PLANTA	49.6	3 754	4 880	5 631	1 212	2 577	26%	29%	3.9	3.4
36	MOTOR DE BOMBA WT A PLANTA	40.2	3 334	4 334	5 001	516	1 563	19%	24%	5.2	4.1
37	MOTOR DE BOMBA WT A PLANTA	29.5	2 559	3 327	3 839	495	1 521	20%	27%	4.8	3.7
38	MOTOR DE BOMBA WT A SELLOS	10.1	916	1 191	1 282	1 189	1 373	64%	57%	1.6	1.8
39	MOTOR DE BOMBA WT A SELLOS	10.1	916	1 191	1 282	1 189	1 373	64%	57%	1.6	1.8
40	MOTOR DE CHILLER N° 1	170.0	15 430	20 059	24 688	-72	1 245	12%	14%	7.6	6.7
41	MOTOR DE CHILLER N° 2 LADO DERECHO	60.3	5 062	6 581	7 593	992	2 509	20%	25%	4.8	4.0
42	MOTOR DE CHILLER N° 2 LADO IZQUIERDO	60.3	5 062	6 581	7 593	992	2 509	20%	25%	4.8	4.0
43	MOTOR DE CHILLER N° 3 LADO DERECHO	60.3	5 062	6 581	7 593	992	2 509	20%	25%	4.8	4.0
44	MOTOR DE CHILLER N° 3 LADO IZQUIERDO	60.3	5 062	6 581	7 593	992	2 509	20%	25%	4.8	4.0
45	MOTOR DE CHILLER N° 4	170.0	15 430	20 059	24 688	-72	1 245	12%	14%	7.6	6.7
46	MOTOR DE TORRE D/ENFRIAMIENTO DE WII	20.1	1 646	2 140	2 469	957	1 505	36%	35%	2.8	2.9
47	MOTOR DE TORRE D/ENFRIAMIENTO DE WII	20.1	1 646	2 140	2 469	957	1 505	36%	35%	2.8	2.9
48	MOTOR DE TORRE D/ENFRIAMIENTO DE WII	20.1	1 646	2 140	2 469	957	1 505	36%	35%	2.8	2.9
49	MOTOR DE TORRE D/ENFRIAMIENTO DE WII	20.0	1 646	2 140	2 469	950	1 493	36%	34%	2.8	2.9
50	MOTOR DE TORRE D/ENFRIAMIENTO DE WII	20.0	1 646	2 140	2 469	950	1 493	36%	34%	2.8	2.9
51	MOTOR DEL COMPRESOR DE TORNILLO	150.0	13 118	17 053	20 989	1 457	858	17%	13%	5.7	6.8
52	MOTOR DEL COMPRESOR DE TORNILLO	150.0	13 118	17 053	20 989	1 457	858	17%	13%	5.7	6.8
53	MOTOR DEL COMPRESOR RECÍPROCO	160.9	14 274	18 556	22 838	409	735	13%	13%	6.9	7.0
54	MOTOR DEL COMPRESOR RECÍPROCO	160.9	14 274	18 556	22 838	409	735	13%	13%	6.9	7.0



Para el reemplazo de los 54 motores existentes por motores de alta eficiencia IE2 o eficiencia Premium IE3, se requiere una inversión aproximada y tiempo de recuperado de:

<b>Reemplazo con un motor IE2</b>			
<b>Inversión</b>	=		<b>US\$ 329 606</b>
<b>Inversión diferencial respecto a IE1</b>	=		<b>US\$ 76 063</b>
<b>Tiempo de recuperado</b>	=		<b>Entre 1.6 a 6.9 años</b>
<b>TIR</b>	=		<b>Entre 12% a 64%</b>

<b>Reemplazo con un motor IE3</b>			
<b>Inversión</b>	=		<b>US\$ 388 181</b>
<b>Inversión diferencial respecto a IE1</b>	=		<b>US\$ 134 638</b>
<b>Tiempo de recuperado</b>	=		<b>Entre 1.8 a 7 años</b>
<b>TIR</b>	=		<b>Entre 13% a 57%</b>

#### **4.2 REDUCCIÓN DE LA DEMANDA EN EL USO DE BOMBAS DE AGUA DE POZO**

De la inspección realizada durante la visita de campo se pudo observar lo siguiente:

- Operación aleatoria de las bombas de agua de pozo:
- Consumo de agua promedio 1600 m<sup>3</sup>/día, equivalente a 70 m<sup>3</sup>/hora
- Consumo de agua para proceso 1000 m<sup>3</sup>/día
- Consumo de agua para limpieza 600 m<sup>3</sup>/día
- Volumen tanque cisterna : 400 m<sup>3</sup>
- Horas de operación de las bombas 3 horas/turno de 8 horas, dos veces por turno.

Se propone establecer un horario de operación para las tres bombas de pozo con el respaldo de la instalación de un interruptor horario (timmer) que considere la no operación en el periodo de horas punta de potencia (18:30 a 20:30 horas) y procurar que los tanques de almacenamiento de agua estén relativamente llenos antes del inicio del periodo de horas punta (18:30 horas).

A continuación, se muestra un cuadro donde se puede observar la cantidad de potencia que se puede reducir en la máxima demanda facturada.





### Cuadro N° 4.3: Demanda de Potencia de Bombas de Agua

DESCRIPCION	HP	KW	FU
BOMBA DE POZO	60	45	1,0

Donde:

FU: Factor de utilización del motor eléctrico de la bomba

Considerando que el consumo promedio de agua de enfriamiento en planta es de 70m<sup>3</sup>/hora y que se dispone de una tanque de 400 m<sup>3</sup>, es factible implementar esta medida, para todos los meses del año para lo cual se debe monitorear su implementación, se estima reducir la demanda de potencia de 45.0 kW, considerando el costo unitario del cargo de potencia de S/.50.00/kW equivalente a US\$15.15/kW, por lo cual tenemos:

**Ahorro de potencia : 45.0 kW**

Ahorro económico : 45 kW x 15 US\$/kW-mes x 12

**Ahorro económico : 8100 US\$/año**

<b>Ahorro económico : 8 100 US\$/año</b>
--

Para reducir el pago por el cargo por máxima demanda se recomienda ejecutar las siguientes acciones:

1. Implementar un equipo de monitoreo de potencia y energía, con opción de lecturas de energía y potencia instantáneas y horarias.
2. Llevar un control del consumo de potencia en Horas Punta y la máxima demanda, con la finalidad de evitar superar los 4500 kW, controlando mediante un PLC o interruptores-horario digital timer de programación diaria y semanal con el encendido de las tres bombas de pozo verificando el nivel adecuado de agua en el tanque cisterna. Se estima una inversión en 3 timer es de US\$ 500.00, la instalación de dichos equipos se puede realizar como parte de las labores de mantenimiento de la planta.
3. Evitar el encendido de las tres bombas de pozo, entre las 18:30 a 20:30 horas y coordinar con producción para que se haga un mayor uso del agua en este periodo, para lo cual se deberá instruir al personal encargado de la operación de las bombas.



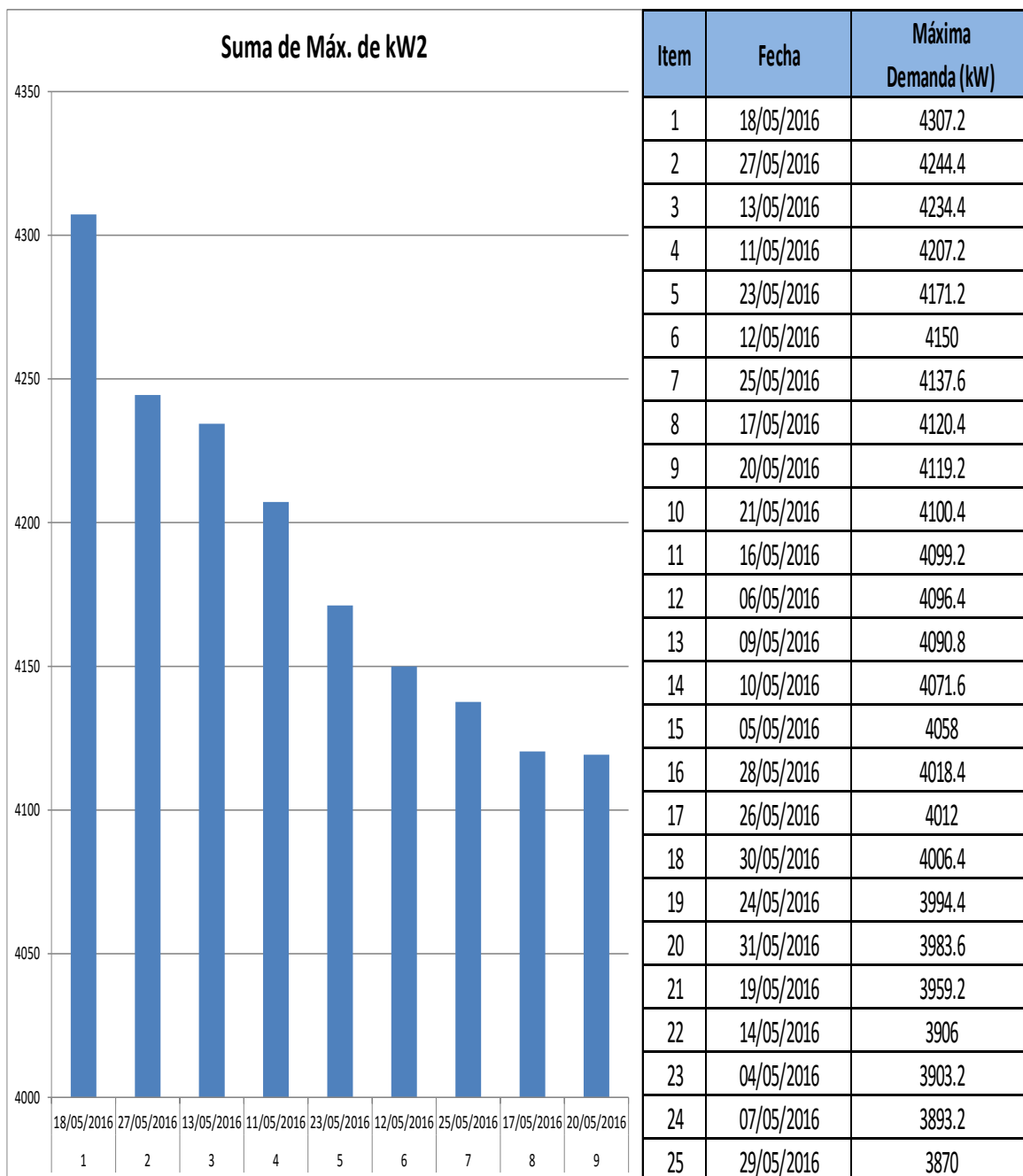
### 4.3 CONTROL DE CARGAS EN HORAS DE PUNTA

De la evaluación histórica de los perfiles de carga y las máximas demandas en horas punta, proporcionados por AJINOMOTO (marzo, abril, mayo, junio y julio de 2016), se ha podido observar que en algunos meses se presenta algunos pequeños picos en la máxima demanda registrada en horas punta que superan los 4250 kW, tal como se observa en el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 4.4: Análisis de las Máximas Demandas de Potencia en H.P.**

Descripción	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
Máxima demanda facturada en H.P. (kW)	4366.4	4309.2	4307.2	4344.8	4298
Set Point (kW)	4250	4250	4250	4250	4250
Diferencia respecto al Set Point (kW)	116	59	57	95	48
<b>Promedio del diferencial (kW)</b>	<b>75</b>				

Por otra parte, en la figura siguiente se presenta la variación de los picos de demanda (9 registros) en horas pico correspondiente a mayo de 2016. El conjunto de puntos se define teniendo en cuenta el número de intervalos de 15 minutos (5 días / mes) requerido para reducir el pico la demanda (18:30 a 20:30 horas), sin necesidad de reducir la potencia contratada 2500 kW, que puede ocurrir en horas valle.

**Figura N° 4.2: Evaluación de los Picos de Demanda Mayo-2016**

Es posible reducir la máxima demanda facturada mediante la instalación de un sistema de control de la máxima demanda registradas en horas punta, lo que podría reducirse estableciendo un límite o set point de una máxima demanda de 4250 kW, para lo cual se deben identificar las cargas factibles de ser des-energizadas tales como bombas de agua de pozo, aire acondicionado, etc. que puede evitarse en el periodo (de 18:30 a 20:30 horas), el promedio estimado de reducción de la máxima demanda en horas punta es de 75 kW.

**Ahorro en potencia: 75.0 kW**

Ahorro económico : 75 kW x 15 US\$/kW-mes x 12

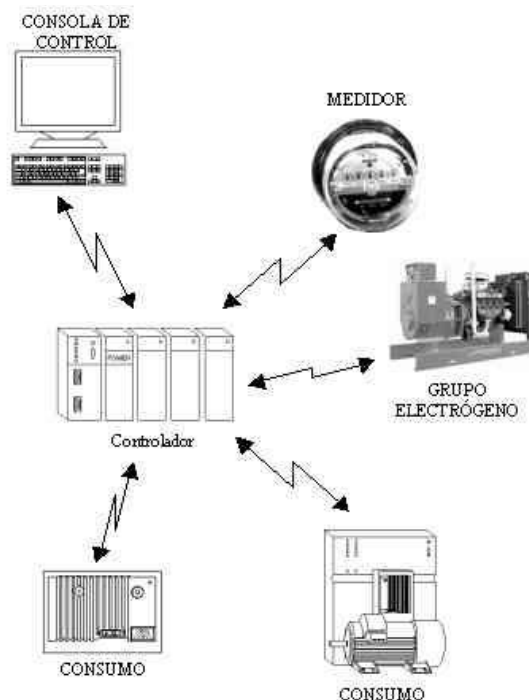
**Ahorro económico : 13 500 US\$/año**

<b>Ahorro económico : 13 500 US\$/año</b>
---

Para reducir el pago por el cargo por máxima demanda se recomienda ejecutar las siguientes acciones:

1. Implementar un sistema equipo de monitoreo de potencia y energía, con opción de lecturas de energía y potencia instantáneas y horarias (ver Figura 4.3).
2. Llevar un control del consumo de potencia en Horas Punta y la máxima demanda, con la finalidad de evitar superar los 4 500 kW, controlando mediante un PLC el encendido simultáneo de equipos no críticos.

**Figura N° 4.3: Sistema de Monitoreo y Control de la Máxima Demanda**



**INVERSIÓN:** El sistema propuesto permitirá que se utilice como un Sistema de Control de Energía y como un control manual de la demanda máxima de suministro de Luz del Sur y para cumplir con los objetivos de gestión de la energía.

Para la implementación del sistema, se ha considerado el equipo siguiente:



- Equipo de monitoreo de energía 4, cuya inversión es de US \$ 8 000.
- 01 Analizador de Calidad de Energía opcional con una inversión de \$ 3 000, que debe ser utilizado para el seguimiento y la verificación del ahorro de energía en las cargas y las secciones donde se han realizado mejoras energéticas.
- La compra de software para el sistema de monitoreo, con una inversión de US \$ 2.500.
- Será necesario controlar las demandas de los equipos o circuitos más importantes y, a veces programar la salida temporal de algunas cargas: bombas de agua, aire acondicionado, etc. Las cargas objeto de control deberán ser definidas en función de su nivel de criticidad en el proceso operativo de la planta.
- Un ordenador con las siguientes características: Intel Core i7, disco duro de 2 TB, RAM de 16 GB, la UPS, sistema de copia de seguridad en discos duros. La inversión se estima en US \$ de 2000.

<b>INVERSIÓN TOTAL : US\$ 18 000</b>
--------------------------------------

**Nota:** Los montos de las inversiones han sido determinadas en base a costos promedio de las marcas: Elster, Power Measurements, Schneider, Janitza, etc.

## 4.4 PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

### 4.4.1 Objetivo

Evaluar la viabilidad de implementación de una central de cogeneración en la planta de AJINOMOTO DEL PERÚ S.A.

### 4.4.2 Metodología del Estudio

La metodología empleada para el desarrollo de este estudio, está basada en la comparación de dos situaciones de la planta:

- Situación de referencia**, la cual define las condiciones energéticas con las cuales está operando actualmente la planta o con los que la empresa ha previsto operarla en el caso de no llevar a cabo la instalación propuesta. La comparación de esta situación con las diversas alternativas que se proponen en el estudio permitirá realizar la evaluación técnico – económica de la misma.



**b. Implementación del Sistema de Cogeneración**, corresponde a la nueva situación energética después de instalar las alternativas seleccionadas.

En ambos casos, es fundamental para la correcta comparación de situaciones, que las energías aportadas al proceso del usuario sean idénticas (lo que implica que todas las demandas de energía sean cubiertas), de forma que se obtengan las mismas prestaciones de su proceso. Los excesos o defectos de las diversas energías generadas repercutirán en mayor o menor compra y venta de energía y deberán ser consideradas en el análisis.

#### 4.4.3 Situación de referencia

A continuación, se describen los parámetros más significativos de cada situación, tanto en sus aspectos energéticos como económicos.

##### a) Operación de las Instalaciones

El régimen de operación de la planta de producción de AJINOMOTO, es continuo, a tres turnos por día y siete días por semana, operando 8400 horas al año, con 360 horas de parada de planta por mantenimiento.

##### b) Demanda térmica de la actividad productiva

La principal demanda de energía térmica de AJINOMOTO, la constituye la generación de vapor saturado para procesos, suministrado por 03 calderas pirrotubulares, que operan con a gas natural con, una producción promedio de vapor que llega a 19,2 T/h de vapor a 8,5 bar y una demanda pico de 25,0 T/h.

De acuerdo a la información recopilada, la planta consume anualmente 9 130 732 sm<sup>3</sup>/año. El suministro de gas natural se realiza a través de la red de ductos de la empresa Cálidda.

##### c) Demandas eléctricas de la actividad

En lo que respecta al aprovisionamiento de energía eléctrica, AJINOMOTO, como Cliente Libre, dispone de un contrato firmado con la empresa EDELNOR. La planta posee una subestación, a través de la cual se realiza el suministro a una tensión de 10 kV y finalmente se distribuye la energía eléctrica a 440V y 220V.

De acuerdo a la información recopilada, la máxima demanda de potencia de la planta es de 4 692 kW en horas fuera de punta; así también, su máxima demanda en horas punta es de 4 422 kW. El consumo anual promedio de energía eléctrica en la planta asciende a 32 686 MWh/año.



#### d) Costos de aprovisionamiento de energía

El suministro de gas natural, está establecido dentro del pliego tarifario de la empresa Calidda, en la categoría tarifaria "D"; dentro de esta, el combustible tiene un costo unitario promedio de 7,43 US\$/MMBTU (T.C. 3,28 S./US\$).

En lo que refiere a aprovisionamiento de energía eléctrica, el costo unitario promedio del suministro de energía eléctrica, tomando en cuenta las condiciones del contrato con EDELNOR, asciende a 86,65 US\$/MWh. Dichos costos se han evaluado aplicando las tarifas correspondientes y los complementos por la modulación de su demanda sin considerar el IGV.

#### e) Crecimiento de la demanda y expansiones de planta

Según la información dada a conocer durante la reunión realizada en planta, no existen actualmente planes de expansión de la planta actual, dado que esta ópera aún con un margen productivo, que le permitiría incrementar la producción sin necesidad implementar proyectos para el crecimiento de la planta. Por lo tanto, el presente informe se centrará en el análisis de viabilidad de la planta sin considerar un aumento en las demandas de energía anuales.

### 4.4.4 Implementación del Sistema de Cogeneración

#### a) Premisas de diseño

Como premisas de diseño se han tomado los datos mostrados en el Cuadro N° 4.5.

**Cuadro N° 4.5: Premisas de Diseño del Sistema de Cogeneración**

Tipo de cambio	S./US\$	3,28
Poder calorífico inferior del GN	GJ/sm <sup>3</sup>	0,0368
	BTU/m <sup>3</sup>	34908
	kW.h/sm <sup>3</sup>	10,23
Demanda máxima de vapor	t/h	25,00
Demanda mínima de vapor	t/h	7,00
Demanda promedio de vapor	t/h	19,20
Eficiencia de las calderas actuales	%	80%
Temperatura promedio de agua de alimentación	°C	105
Entalpía del agua de alimentación	kCal/kg	106,10
Presión promedio de alimentación de vapor	Bar	8,5
Presión absoluta	kg/cm <sup>2</sup>	9,7
Temperatura del vapor saturado	°C	177,9
Entalpía del vapor saturado	kCal/kg	667,90
Consumo promedio actual de gas natural	sm <sup>3</sup> /mes	760.894
	sm <sup>3</sup> /año	9.130.732



<b>Tipo de cambio</b>	<b>S./US\$</b>	<b>3,28</b>
Horas de operación al año	h/año	8.400
Horas de parada de planta	h/año	360
Máxima demanda de potencia	kW	4.692
Energía térmica útil consumida anualmente	MMBTU/año	254.988
	MWh/año	74.730
Energía eléctrica consumida anualmente	MWh/año	32.686
Costo de mantenimiento de la planta actual (calderas)	US\$/año	10.979
Tasa se crecimiento de la demanda eléctrica	%	0%
Tasa se crecimiento de la demanda térmica	%	0%
Potencia contratada a EDELNOR	kW	4.500
Factor de ajuste de Ingreso Garantizado (FAIG)	%	75%
Mantenimiento del HRSG	US\$/HO	3,5
Costo de O & M de la turbina a gas	US\$/MWh	8,0

### b) Modelos para venta de energía

Se plantearán dos modelos para la venta de excedentes de energía eléctrica:

- **Venta al Distribuidor:** Según este modelo, el cogenerador, vende la energía excedente al distribuidor, quien le compra la energía a un 80% del Precio en Barra. Para asegurar la confiabilidad del sistema y el suministro de energía durante las paradas de mantenimiento y fallas, se deberá firmar un “contrato de garantía de suministro” con el distribuidor, el cual estipula una retribución mensual igual al 50% de la potencia contratada; siendo así, la energía se podrá tomar de sus redes al mismo costo con la que recibe actualmente.
- **Venta al sistema interconectado a través del COES:** Este esquema, plantea que la planta de cogeneración sea parte del COES, de tal manera que toda la energía y potencia se entregue al SEIN. De esta manera, la planta de AJINOMOTO, opera como un Cliente Libre. Los retiros e inyecciones de energía y potencia, se hacen a las mismas tarifas aplicables a los generadores: a costo marginal y valorización de potencia en el SEIN.

### c) Tarifas proyectadas

Así también, para las proyecciones de los flujos de caja, se utilizará la siguiente proyección de tarifas de gas y energía eléctrica.



**Cuadro N° 4.6: Tarifas Proyectadas**

Año	Tarifa aplicable a consumidor (US\$/MWh)	Tarifa en Barra (US\$/MWh)	Cargo ER (US\$/MWh)	Peaje conexión al sistema secundario (US\$/MWh)	Peaje conexión al SPT (US\$/kW-mes)	Precio de potencia en el SEIN (US\$/kW-mes)	Costo marginal promedio (US\$/MWh)	Costo del GN - Generador (US\$/m³)	Costo del GN - Industrial (US\$/m³)
1	86,8	65,8	2,8	2,1	7,6	6,8	31,9	0,1793	0,2699
2	85,8	65,1	2,8	2,1	7,6	6,8	32,8	0,1867	0,2811
3	84,8	64,3	2,8	2,1	8,6	6,8	31,9	0,1949	0,2935
4	83,8	63,6	2,8	2,1	8,6	6,8	30,9	0,1984	0,2987
5	82,8	62,8	2,8	2,1	8,6	6,8	29,9	0,2002	0,3013
6	79,9	60,6	2,8	2,1	8,6	6,8	29,0	0,2041	0,3073
7	78,9	59,8	2,8	2,1	8,6	6,8	28,0	0,2066	0,3111
8	76,9	58,4	2,8	2,1	8,6	6,8	27,0	0,2093	0,3152
9	75,9	57,6	2,8	2,1	8,6	6,8	25,1	0,2146	0,3230
10	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,8	24,1	0,2145	0,3230
11	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2146	0,3231
12	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2157	0,3247
13	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2152	0,3239
14	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2152	0,3239
15	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2152	0,3239

**d) Alternativas consideradas**

Para el análisis de alternativas, se ha considerado 3 escenarios, relacionada con el funcionamiento de nuestro sistema eléctrico y la venta de excedentes de energía eléctrica:

**A. Operación como Autoproducción Asistida**

La planta de cogeneración funciona aisladamente de la red de energía o importa una cantidad mínima de energía de esta, para cubrir la demanda máxima de la planta.

**B. Operación como Autoproducción Interconectada**

Este régimen se aplica a la generación de energía, se cubre la demanda de la planta y genera excedentes que se comercializan con el distribuidor o a través del COES. Este esquema busca la máxima eficiencia desde el punto de vista energético.

**C. Operación como Generador**

Propone la operación de la planta de cogeneración como un generador convencional debido a que la planta está diseñada para exportar una cantidad máxima de excedentes de energía eléctrica.



Las alternativas de generación y sus inversiones asociadas, que fueron consideradas en el análisis, se muestran en el cuadro siguiente.

**Cuadro N° 4.7: Alternativas Consideradas y Nivel de Inversión**

N°	Fabricante	Modelo comercial	Potencia unitaria (MW)	Número de Unidades	Inversión total* (US\$)
1	Kawasaki	M1A-17D	1,7	2	5.660.137
2	OPRA	OP16-3B	1,9	2	6.184.963
3	Solar	Centaur 40	3,5	1	5.397.415
4	Rolls-Royce	501-KB5	3,9	1	5.831.034
5	Kawasaki	M1A-17D	1,7	3	8.449.705
6	OPRA	OP16-3B	1,9	3	9.236.945
7	Solar	Centaur 40	3,5	2	10.713.830
8	Solar	Taurus 60	5,7	1	7.832.457
9	Solar	Taurus 65	6,3	1	8.272.069
10	Kawasaki	M1A-17D	1,7	6	16.818.410
11	OPRA	OP16-3B	1,9	5	15.340.908
12	Solar	Centaur 40	3,5	3	16.030.246
13	Rolls-Royce	501-KB5	3,9	3	17.331.102
14	Solar	Centaur 50	4,6	2	13.302.258
15	Rolls-Royce	501-KB7S	5,2	2	14.834.943
16	SIEMENS	SGT-100	5,4	2	15.128.024
17	Solar	Taurus 60	5,7	2	15.583.914
18	Solar	Taurus 65	6,3	2	16.463.138
19	SIEMENS	SGT-300	7,9	1	9.525.000
20	Solar	Taurus 70	8,0	2	19.069.040
21	GE	GE10-1	11,3	1	12.221.068
22	Solar	Mars 100	11,4	1	12.846.497
23	Perm Engine	GTU-12PG-2	12,3	1	13.166.240
24	SIEMENS	SGT-400	14,3	1	14.964.691
25	Solar	Titan 130	15,0	1	16.171.504
26	GE	LM1800e-High	17,8	1	19.223.842
27	Solar	Titan 250	21,7	1	22.328.552

(\*) Sistema de cogeneración completo "llave en mano".

#### 4.4.5 Resultados de la evaluación

Según los requerimientos del AJINOMOTO S.A. y las recomendaciones de CENERGIA, las mejores alternativas a considerar según la energía a colocar en el sistema son:

##### **Modelo de venta al distribuidor:**

**Alternativa 1:** 01 turbina de gas Rolls-Royce 501-KB5 de 3,9 MW, con caldera de recuperación (Caso A).



**Alternativa 2:** 01 turbina de gas Solar Taurus 65 de 6,3 MW, con caldera de recuperación (Caso B).

**Alternativa 3:** 01 turbina de gas Siemens SGT-300 de 7,9 MW, con caldera de recuperación (Caso C).

**Alternativa adicional:** 03 turbinas de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW (5,1 MW en total), con tres calderas de recuperación (Caso B).

**Modelo de venta al SEIN a través del COES:**

De acuerdo al monto de inversión y los costos marginales tomados en cuenta; se tiene que no hay alternativas viables en este modelo de venta de energía.

#### 4.4.6 Estudio Normativo

Se obtuvieron los siguientes resultados para el análisis normativo de las alternativas seleccionadas:

**Cuadro N° 4.8: Cálculo de los Indicadores REE y C para las Alternativas Consideradas**

Reglamento		Alternativa 1 Caso A		Alternativa 2 Caso B		Alternativa 3 Caso C		Alternativa Adicional	
REE	C	REE	C	REE	C	REE	C	REE	C
0,55	0,40	0,70	0,55	0,73	0,66	0,72	0,59	0,68	0,49

Como se puede observar, todas las alternativas cumplen con los valores mínimos requeridos por el Reglamento de Cogeneración.

#### 4.4.7 Comparación económica de alternativas

En base a la información obtenida en los flujos de caja de los proyectos se procedió a calcular los principales indicadores económicos de rentabilidad para las alternativas seleccionadas, tomando en cuenta el ahorro respecto a la situación de referencia.



#### **Cuadro N° 4.9: Cálculo de los Principales Indicadores Económicos para cada Alternativa**

<b>Indicadores</b>	<b>Alternativa 1 Caso A</b>	<b>Alternativa 2 Caso B</b>	<b>Alternativa 3 Caso C</b>	<b>Alternativa Adicional</b>
Inversión (US\$)	5 831 034	8 272 069	9 525 000	8 449 705
VAN (US\$)	33 401	2 230 577	3 728 062	1 248 511
T.I.R. (% / año)	12,1%	17,6%	19,9%	15,1%
Payback (años)	6	5	5	6

#### **4.4.8 Alternativa Seleccionada**

De acuerdo a las especificaciones técnicas, estudio normativo y comparación económica de las alternativas, se tiene que la mejor opción para la planta de cogeneración de AJINOMOTO, es la Alternativa 3, compuesta por 01 turbina de gas SIEMENS SGT-300 de 7,9 MW, con su caldera de recuperación.

Lo flujos de caja de las alternativas seleccionadas, junto con las especificaciones técnicas de los grupos generadores, se recogen en el Anexo N° 2.



## 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

### 5.1 CONCLUSIONES

1. Se ha identificado potenciales ahorros en el reemplazo de motores eléctricos existentes por otros de mayor eficiencia, siendo el periodo de retorno de 4 a 5 años.
2. Se ha identificado beneficios económicos por una Gestión de la Demanda, se debe instalar en una primera etapa interruptores horario. En una segunda etapa se recomienda instalar un sistema automático de control de la demanda de potencia.
3. La alternativa más recomendable para la implementación de un sistema de cogeneración es la compuesta por 01 turbina de gas SIEMENS SGT-300 de 7,9 MW, con su caldera de recuperación.
4. Las alternativas de cogeneración seleccionada posee un REE de 0,72 y un C de 0,59, lo que hace que califique como central de cogeneración; así también, demanda una Inversión de US\$ 9 525 000, que a lo largo de un periodo de análisis de 15 años nos da un VAN de US\$ 3 728 062 y una T.I.R. de 19,9%, con un periodo de retorno simple de la inversión de 5 años.

### 5.2 RECOMENDACIONES

1. Se debe evaluar a nivel de factibilidad implementar los proyectos de eficiencia energética identificados en el diagnóstico por sus beneficios económicos y ambientales.
2. Se recomienda realizar un estudio de eficiencia energética que permita cuantificar mejor los potenciales ahorros energéticos y económicos para la empresa y evaluar otras medidas de eficiencia energética.
3. Con el fin de educar y concientizar al personal que labora en la planta en temas relacionados con el ahorro de la energía, se sugiere programar charlas y exposición de videos relacionados con el tema.
4. De acuerdo a los resultados obtenidos, se recomienda una evaluación del proyecto de cogeneración, a nivel de pre-factibilidad, sin embargo, se deberá realizar antes un estudio de eficiencia energética para poder determinar con exactitud los consumos energéticos y tener la situación de referencia optimizada, de esta manera se podrá obtener una mejor cuantificación de los beneficios del proyecto.



5. Para análisis futuros, es recomendable que el personal de planta lleve a cabo un programa de monitoreo constante a lo largo del año, identificando los días de mayor carga térmica (en base a la producción) y consumo eléctrico.
6. Así mismo, para el diseño óptimo de la caldera de recuperación de calor (HRSG), es necesario conocer la curva de demanda de vapor de la planta, por esta razón es que se recomienda ejecutar un monitoreo de la demanda cada 15 min no menor a un año.



# Anexos



## Anexo 1: Parte Eléctrica





## DIAGRAMAS DE CARGA AJINOMOTO\_Invierno

# Figura 1 ELECTRIC POWER CONSUMPTION EVALUATION

## TOTAL AJINOMOTO

DATE : 13-jun-16

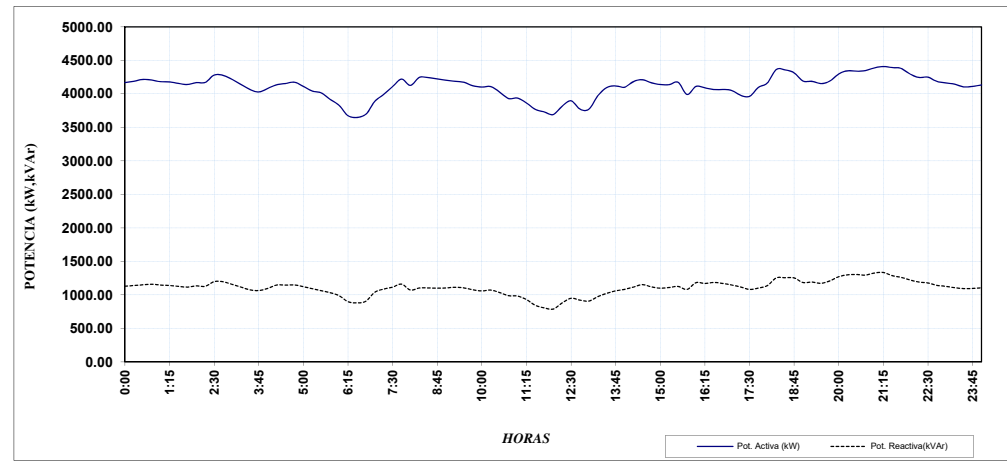
DAY MONDAY

### RECORD REPORT

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
0:15	4187.6	1139.6	0.96
0:30	4215.6	1150.4	0.96
0:45	4205.6	1159.2	0.96
1:00	4181.2	1147.2	0.96
1:15	4178.0	1140.0	0.96
1:30	4155.6	1127.2	0.97
1:45	4139.2	1116.4	0.97
2:00	4167.2	1134.4	0.96
2:15	4170.8	1128.4	0.97
2:30	4280.4	1197.6	0.96
2:45	4276.0	1195.6	0.96
3:00	4216.8	1157.6	0.96
3:15	4140.0	1116.8	0.97
3:30	4067.2	1075.6	0.97
3:45	4027.2	1064.8	0.97
4:00	4080.4	1096.8	0.97
4:15	4134.8	1147.2	0.96
4:30	4154.4	1145.6	0.96
4:45	4173.6	1148.8	0.96
5:00	4111.6	1122.8	0.96
5:15	4041.2	1092.4	0.97
5:30	4014.8	1062.4	0.97
5:45	3917.6	1033.2	0.97
6:00	3828.8	988.4	0.97
6:15	3672.8	898.8	0.97
6:30	3650.8	880.8	0.97
6:45	3694.8	905.6	0.97
7:00	3887.6	1039.2	0.97
7:15	3990.8	1086.8	0.96
7:30	4108.0	1115.6	0.97
7:45	4220.0	1160.8	0.96
8:00	4126.4	1072.8	0.97
8:15	4246.4	1102.8	0.97
8:30	4243.2	1104.0	0.97
8:45	4220.4	1100.0	0.97
9:00	4204.8	1103.2	0.97
9:15	4187.2	1114.0	0.97
9:30	4172.4	1104.4	0.97
9:45	4120.4	1076.4	0.97
10:00	4102.0	1059.2	0.97
10:15	4108.0	1072.0	0.97
10:30	4026.4	1034.8	0.97
10:45	3929.6	988.0	0.97
11:00	3936.4	982.4	0.97
11:15	3864.4	930.0	0.97
11:30	3767.6	844.4	0.98
11:45	3730.0	806.4	0.98
12:00	3691.2	788.0	0.98

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
12:15	3815.6	879.6	0.97
12:30	3896.4	949.6	0.97
12:45	3771.6	921.6	0.97
13:00	3771.2	908.0	0.97
13:15	3971.2	974.0	0.97
13:30	4094.0	1023.2	0.97
13:45	4118.4	1060.0	0.97
14:00	4099.2	1082.8	0.97
14:15	4184.4	1116.8	0.97
14:30	4210.8	1153.2	0.96
14:45	4165.2	1119.6	0.97
15:00	4138.8	1099.6	0.97
15:15	4138.0	1110.0	0.97
15:30	4172.4	1126.0	0.97
15:45	3990.8	1082.0	0.97
16:00	4110.8	1182.4	0.96
16:15	4090.4	1170.8	0.96
16:30	4064.0	1185.6	0.96
16:45	4066.0	1171.2	0.96
17:00	4050.8	1147.6	0.96
17:15	3979.6	1118.0	0.96
17:30	3962.4	1082.0	0.96
17:45	4096.0	1102.0	0.97
18:00	4162.0	1139.2	0.96
18:15	4362.4	1253.2	0.96
18:30	4357.2	1256.0	0.96
18:45	4313.6	1253.2	0.96
19:00	4191.2	1184.4	0.96
19:15	4187.2	1191.2	0.96
19:30	4153.6	1172.8	0.96
19:45	4190.4	1209.2	0.96
20:00	4297.2	1271.6	0.96
20:15	4344.8	1299.2	0.96
20:30	4337.2	1304.4	0.96
20:45	4346.8	1296.0	0.96
21:00	4388.4	1326.4	0.96
21:15	4407.6	1334.4	0.96
21:30	4391.6	1286.8	0.96
21:45	4379.6	1261.6	0.96
22:00	4294.0	1222.4	0.96
22:15	4244.4	1191.2	0.96
22:30	4250.0	1178.4	0.96
22:45	4185.2	1142.4	0.96
23:00	4162.8	1127.6	0.97
23:15	4144.4	1107.2	0.97
23:30	4103.6	1094.4	0.97
23:45	4111.6	1096.0	0.97
24:00	4133.2	1106.4	0.97

### LOAD DIAGRAMA



### REGISTERED AND CALCULATED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4344.8 kW	H.P	4251.9 kW
H.F.P	4407.6 kW	H.F.P	4094.9 kW
DIA	4407.6 kW	DIA	4108.0 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	21446 kWh	H.P	6191 kVARh
H.F.P	77145 kWh	H.F.P	20392 kVARh
DIA	98591 kWh	DIA	26583 kVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.98	H.P	0.93
H.F.P	0.93	H.F.P	0.86
DIA	0.93	DIA	0.87
<b>POWER FACTOR (Average day)</b>		<b>0.97 Inductive</b>	

**Note:**  
H.P. Energía : Peak Hour Energy (18:00 to 23:00)  
H.F.P. : Hours out of peak  
H.P. Potencia : Peak Hours Power (18:30 to 20:30)

## Figura 2 ELECTRIC POWER CONSUMPTION EVALUATION TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 14-jun-16

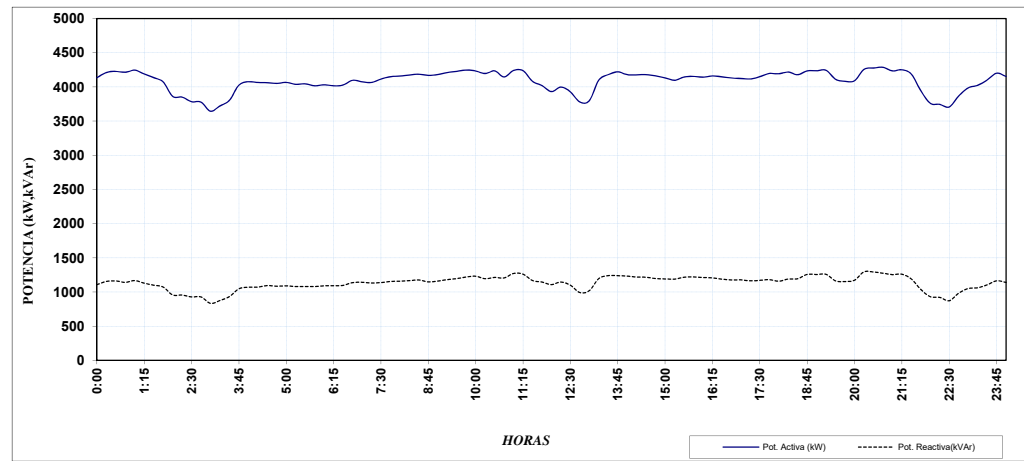
DIA : MARTES

**REPORTE DE REGISTROS**

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4210.0	1154.4	0.96
0:30	4226.4	1162.0	0.96
0:45	4213.6	1141.2	0.97
1:00	4245.2	1166.4	0.96
1:15	4189.2	1129.2	0.97
1:30	4135.2	1099.2	0.97
1:45	4073.2	1072.4	0.97
2:00	3862.4	957.2	0.97
2:15	3850.8	955.2	0.97
2:30	3783.6	927.6	0.97
2:45	3777.2	927.2	0.97
3:00	3644.0	833.6	0.97
3:15	3722.4	875.6	0.97
3:30	3803.6	933.2	0.97
3:45	4025.6	1046.4	0.97
4:00	4075.6	1070.0	0.97
4:15	4064.4	1071.6	0.97
4:30	4061.6	1094.0	0.97
4:45	4050.8	1084.8	0.97
5:00	4066.4	1090.0	0.97
5:15	4037.6	1080.0	0.97
5:30	4045.2	1080.4	0.97
5:45	4016.0	1079.6	0.97
6:00	4030.8	1090.4	0.97
6:15	4017.2	1092.0	0.96
6:30	4026.8	1097.2	0.96
6:45	4096.8	1137.2	0.96
7:00	4074.4	1142.0	0.96
7:15	4064.8	1131.6	0.96
7:30	4114.8	1136.8	0.96
7:45	4149.6	1154.0	0.96
8:00	4158.8	1158.4	0.96
8:15	4174.0	1165.6	0.96
8:30	4185.2	1176.0	0.96
8:45	4168.8	1147.2	0.96
9:00	4180.8	1159.6	0.96
9:15	4209.6	1180.8	0.96
9:30	4228.0	1195.6	0.96
9:45	4244.8	1219.2	0.96
10:00	4233.6	1230.4	0.96
10:15	4194.8	1193.6	0.96
10:30	4234.8	1213.6	0.96
10:45	4145.6	1205.6	0.96
11:00	4240.0	1270.8	0.96
11:15	4237.2	1260.8	0.96
11:30	4081.6	1167.6	0.96
11:45	4020.0	1145.2	0.96
12:00	3931.2	1108.0	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	3997.6	1145.6	0.96
12:30	3927.2	1099.2	0.96
12:45	3779.2	992.0	0.97
13:00	3798.8	1019.6	0.97
13:15	4099.2	1196.4	0.96
13:30	4178.8	1238.8	0.96
13:45	4220.8	1238.8	0.96
14:00	4178.4	1232.0	0.96
14:15	4175.6	1218.8	0.96
14:30	4180.4	1215.6	0.96
14:45	4160.0	1196.4	0.96
15:00	4132.4	1190.8	0.96
15:15	4096.8	1188.4	0.96
15:30	4144.4	1215.6	0.96
15:45	4154.4	1220.4	0.96
16:00	4141.6	1212.4	0.96
16:15	4160.4	1205.6	0.96
16:30	4148.4	1187.6	0.96
16:45	4128.4	1175.6	0.96
17:00	4124.8	1177.2	0.96
17:15	4115.6	1163.2	0.96
17:30	4148.8	1170.4	0.96
17:45	4196.8	1180.0	0.96
18:00	4191.2	1158.0	0.96
18:15	4218.0	1189.6	0.96
18:30	4178.0	1194.0	0.96
18:45	4234.0	1257.2	0.96
19:00	4235.6	1256.0	0.96
19:15	4242.0	1257.6	0.96
19:30	4111.2	1162.8	0.96
19:45	4082.0	1153.6	0.96
20:00	4090.0	1172.0	0.96
20:15	4256.4	1294.8	0.96
20:30	4276.4	1292.4	0.96
20:45	4286.8	1275.2	0.96
21:00	4233.6	1254.4	0.96
21:15	4250.4	1259.6	0.96
21:30	4187.2	1190.4	0.96
21:45	3944.0	1037.2	0.97
22:00	3760.4	931.2	0.97
22:15	3744.8	921.6	0.97
22:30	3706.4	872.0	0.97
22:45	3866.8	982.8	0.97
23:00	3985.6	1050.8	0.97
23:15	4023.6	1061.6	0.97
23:30	4100.8	1104.0	0.97
23:45	4201.2	1163.2	0.96
24:00	4152.8	1140.4	0.96

**DIAGRAMA DE CARGA**



**REGISTERED AND CALCULATED ELECTRICAL PARAMETERS**

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4276.4 kW	H.P	4191.0 kW
H.F.P	4286.8 kW	H.F.P	4080.1 kW
DIA	4286.8 kW	DIA	4089.3 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20472 kWh	H.P	5751 KVARh
H.F.P	77671 kWh	H.F.P	21480 KVARh
DIA	98143 kWh	DIA	27231 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.98	H.P	0.96
H.F.P	0.95	H.F.P	0.91
DIA	0.95	DIA	0.91
<b>POWER FACTOR (Average day)</b>		0.96	Inductivo

**Note:**  
H.P. Energía : Peak Hour Energy (18:00 to 23:00)  
H.F.P. : Hours out of peak  
H.P. Potencia : Peak Hours Powera (18:30 to 20:30)

## Figura 3 ELECTRIC POWER CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 15-jun-16

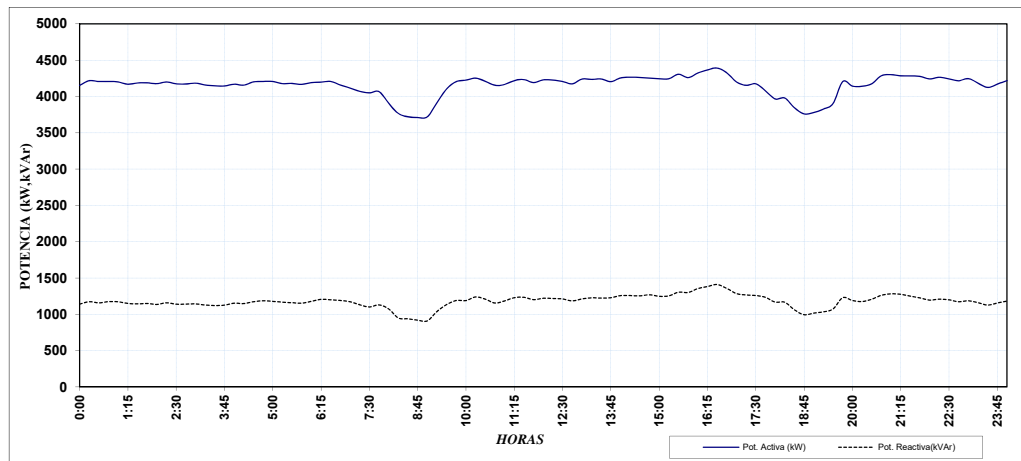
DIA : MIÉRCOLES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4217.6	1173.2	0.96
0:30	4206.4	1157.6	0.96
0:45	4207.6	1174.4	0.96
1:00	4201.2	1172.0	0.96
1:15	4168.4	1149.6	0.96
1:30	4187.2	1143.6	0.96
1:45	4188.4	1149.2	0.96
2:00	4177.2	1136.0	0.96
2:15	4200.0	1158.4	0.96
2:30	4174.8	1139.2	0.96
2:45	4171.6	1140.0	0.96
3:00	4184.4	1143.6	0.96
3:15	4158.8	1127.6	0.97
3:30	4147.2	1120.8	0.97
3:45	4145.2	1126.0	0.97
4:00	4168.8	1152.4	0.96
4:15	4156.4	1147.6	0.96
4:30	4201.2	1173.2	0.96
4:45	4207.2	1185.6	0.96
5:00	4206.8	1178.4	0.96
5:15	4177.2	1167.2	0.96
5:30	4179.6	1159.6	0.96
5:45	4167.2	1153.6	0.96
6:00	4191.2	1178.4	0.96
6:15	4198.0	1205.6	0.96
6:30	4206.8	1200.0	0.96
6:45	4158.0	1190.0	0.96
7:00	4115.6	1172.8	0.96
7:15	4070.8	1131.2	0.96
7:30	4049.6	1100.8	0.96
7:45	4067.2	1129.6	0.96
8:00	3907.2	1073.6	0.96
8:15	3764.4	949.2	0.97
8:30	3722.4	937.6	0.97
8:45	3710.4	918.8	0.97
9:00	3720.8	910.0	0.97
9:15	3916.4	1039.2	0.97
9:30	4104.8	1134.8	0.96
9:45	4206.0	1190.0	0.96
10:00	4224.8	1189.2	0.96
10:15	4252.8	1238.8	0.96
10:30	4209.2	1208.0	0.96
10:45	4154.0	1155.2	0.96
11:00	4164.8	1184.4	0.96
11:15	4220.8	1228.4	0.96
11:30	4232.4	1234.0	0.96
11:45	4192.0	1202.0	0.96
12:00	4229.2	1220.4	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	4226.8	1218.0	0.96
12:30	4206.8	1211.2	0.96
12:45	4174.0	1184.8	0.96
13:00	4239.6	1211.6	0.96
13:15	4236.0	1226.8	0.96
13:30	4241.2	1222.8	0.96
13:45	4204.8	1228.0	0.96
14:00	4256.0	1257.6	0.96
14:15	4267.6	1258.0	0.96
14:30	4259.2	1253.6	0.96
14:45	4254.8	1268.8	0.96
15:00	4244.4	1248.0	0.96
15:15	4244.8	1254.0	0.96
15:30	4306.4	1304.4	0.96
15:45	4260.4	1300.4	0.96
16:00	4323.2	1354.0	0.95
16:15	4366.0	1382.4	0.95
16:30	4392.0	1410.0	0.95
16:45	4325.6	1356.4	0.95
17:00	4200.8	1285.6	0.96
17:15	4153.6	1266.0	0.96
17:30	4175.2	1258.8	0.96
17:45	4078.4	1234.0	0.96
18:00	3966.4	1168.0	0.96
18:15	3978.4	1165.6	0.96
18:30	3844.4	1061.6	0.96
18:45	3760.4	994.4	0.97
19:00	3778.8	1016.0	0.97
19:15	3827.2	1034.0	0.97
19:30	3904.0	1073.2	0.96
19:45	4205.6	1229.2	0.96
20:00	4143.2	1189.6	0.96
20:15	4140.8	1175.6	0.96
20:30	4175.2	1207.6	0.96
20:45	4286.0	1261.6	0.96
21:00	4300.8	1281.6	0.96
21:15	4284.4	1275.2	0.96
21:30	4284.0	1250.0	0.96
21:45	4276.4	1225.2	0.96
22:00	4242.4	1196.0	0.96
22:15	4264.8	1208.0	0.96
22:30	4242.4	1199.2	0.96
22:45	4216.8	1172.8	0.96
23:00	4246.8	1186.0	0.96
23:15	4184.0	1160.0	0.96
23:30	4124.4	1127.2	0.96
23:45	4169.2	1155.2	0.96
24:00	4218.8	1182.0	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### REGISTERED AND CALCULATED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4205.6 kW	H.P	3991.9 kW
H.F.P	4392.0 kW	H.F.P	4170.0 kW
DIA	4392.0 kW	DIA	4155.1 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20601 kWh	H.P	5851 KVARh
H.F.P	79123 kWh	H.F.P	22460 KVARh
DIA	99723 kWh	DIA	28310 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.95	H.P	0.83
H.F.P	0.95	H.F.P	0.90
DIA	0.95	DIA	0.90
POWER FACTOR (Average day)		0.96 Inductivo	

**Note:**  
H.P. Energía : Peak Hour Energy (18:00 to 23:00)  
H.F.P. : Hours out of peak

**Figura 4**  
**ELECTRIC POWER CONSUMPTION EVALUATION**  
**TOTAL AJINOMOTO**

FECHA : 16-jun-16

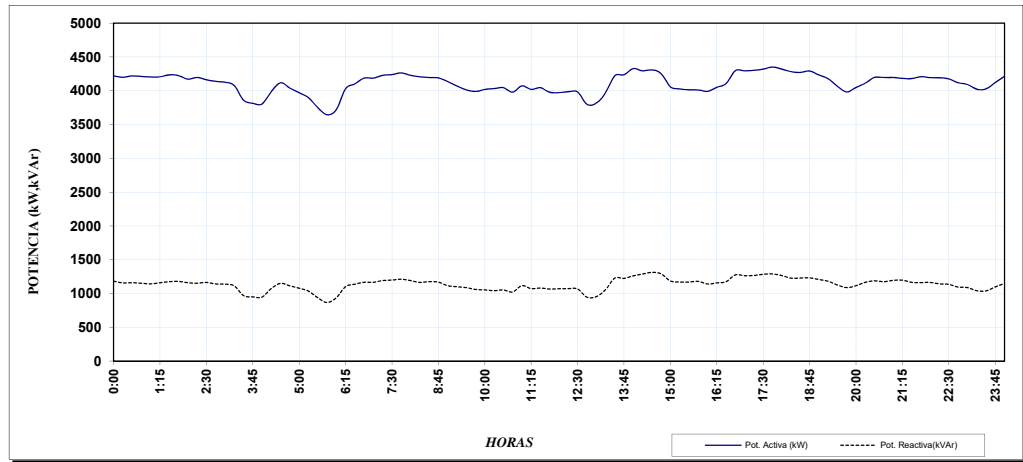
DIA : JUEVES

**REPORTE DE REGISTROS**

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4198.4	1156.8	0.96
0:30	4218.8	1158.8	0.96
0:45	4210.0	1151.6	0.96
1:00	4203.6	1142.0	0.97
1:15	4204.0	1158.8	0.96
1:30	4235.6	1174.4	0.96
1:45	4222.4	1178.8	0.96
2:00	4171.2	1159.2	0.96
2:15	4195.6	1152.0	0.96
2:30	4162.0	1163.6	0.96
2:45	4137.6	1140.8	0.96
3:00	4125.2	1138.0	0.96
3:15	4076.8	1112.8	0.96
3:30	3860.4	969.2	0.97
3:45	3813.6	950.0	0.97
4:00	3803.6	947.2	0.97
4:15	3987.6	1074.4	0.97
4:30	4117.2	1150.0	0.96
4:45	4038.0	1112.4	0.96
5:00	3969.2	1078.0	0.97
5:15	3897.2	1035.2	0.97
5:30	3750.0	938.0	0.97
5:45	3644.0	866.8	0.97
6:00	3719.2	937.6	0.97
6:15	4028.8	1101.6	0.96
6:30	4100.8	1138.0	0.96
6:45	4186.4	1166.0	0.96
7:00	4186.0	1166.0	0.96
7:15	4226.8	1191.6	0.96
7:30	4238.0	1198.4	0.96
7:45	4263.2	1211.2	0.96
8:00	4226.8	1191.2	0.96
8:15	4205.2	1164.0	0.96
8:30	4193.6	1175.2	0.96
8:45	4189.6	1167.6	0.96
9:00	4132.0	1115.6	0.97
9:15	4072.0	1100.0	0.97
9:30	4012.8	1086.8	0.97
9:45	3987.2	1059.6	0.97
10:00	4018.8	1053.2	0.97
10:15	4030.4	1041.6	0.97
10:30	4044.4	1052.0	0.97
10:45	3978.4	1022.4	0.97
11:00	4070.8	1116.0	0.96
11:15	4019.2	1071.6	0.97
11:30	4044.4	1080.8	0.97
11:45	3976.0	1065.6	0.97
12:00	3971.6	1070.0	0.97

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	3984.0	1072.0	0.97
12:30	3981.2	1066.8	0.97
12:45	3799.2	945.6	0.97
13:00	3813.2	952.8	0.97
13:15	3967.2	1054.4	0.97
13:30	4220.0	1227.2	0.96
13:45	4235.6	1223.6	0.96
14:00	4326.8	1260.4	0.96
14:15	4293.2	1288.0	0.96
14:30	4308.0	1312.4	0.96
14:45	4252.8	1290.8	0.96
15:00	4056.8	1184.8	0.96
15:15	4026.4	1169.6	0.96
15:30	4013.6	1169.2	0.96
15:45	4011.2	1179.6	0.96
16:00	3990.4	1140.8	0.96
16:15	4049.6	1156.8	0.96
16:30	4106.0	1174.8	0.96
16:45	4296.4	1274.4	0.96
17:00	4293.6	1262.8	0.96
17:15	4301.6	1266.4	0.96
17:30	4319.2	1284.0	0.96
17:45	4349.6	1289.2	0.96
18:00	4319.2	1265.6	0.96
18:15	4280.8	1227.2	0.96
18:30	4270.8	1228.4	0.96
18:45	4290.8	1231.2	0.96
19:00	4232.4	1206.8	0.96
19:15	4177.2	1181.2	0.96
19:30	4065.2	1125.6	0.96
19:45	3981.2	1087.2	0.96
20:00	4047.6	1115.2	0.96
20:15	4110.8	1165.6	0.96
20:30	4196.8	1186.8	0.96
20:45	4194.4	1175.2	0.96
21:00	4195.6	1194.4	0.96
21:15	4182.0	1197.6	0.96
21:30	4178.4	1164.8	0.96
21:45	4207.2	1161.2	0.96
22:00	4192.4	1163.6	0.96
22:15	4192.0	1142.4	0.96
22:30	4174.4	1135.6	0.96
22:45	4117.6	1094.4	0.97
23:00	4093.6	1087.6	0.97
23:15	4022.0	1041.6	0.97
23:30	4025.6	1038.0	0.97
23:45	4119.6	1096.8	0.97
24:00	4212.4	1149.2	0.96

**DIAGRAMA DE CARGA**



**REGISTERED AND CALCULATED ELECTRICAL PARAMETERS**

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4290.8 kW	H.P	4137.8 kW
H.F.P	4349.6 kW	H.F.P	4106.1 kW
DIA	4349.6 kW	DIA	4108.8 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20845 kWh	H.P	5818 KVARh
H.F.P	77765 kWh	H.F.P	21423 KVARh
DIA	98610 kWh	DIA	27241 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.96	H.P	0.91
H.F.P	0.94	H.F.P	9.82
DIA	0.94	DIA	0.89
<b>POWER FACTOR (Average day)</b>		0.96 Inductivo	

**Note:**  
H.P. Energía : Peak Hour Energy (18:00 to 23:00)  
H.F.P. : Hours out of peak

## Figura 5 ELECTRIC POWER CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 17-jun-16

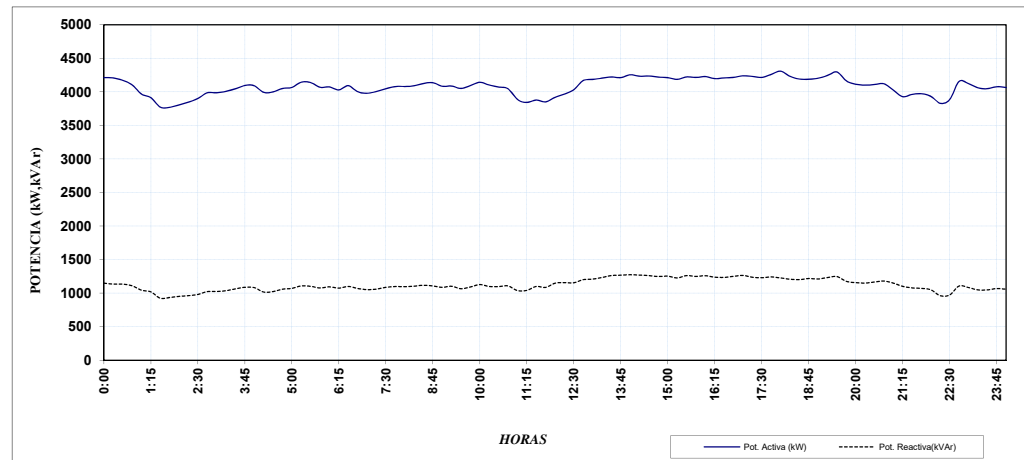
DIA : VIERNES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4207.2	1134.0	0.97
0:30	4171.2	1134.0	0.96
0:45	4104.0	1109.2	0.97
1:00	3966.0	1044.0	0.97
1:15	3912.4	1018.8	0.97
1:30	3771.6	924.4	0.97
1:45	3768.4	934.4	0.97
2:00	3806.8	951.6	0.97
2:15	3844.8	962.0	0.97
2:30	3901.6	980.4	0.97
2:45	3986.0	1022.8	0.97
3:00	3985.6	1024.8	0.97
3:15	4007.6	1036.4	0.97
3:30	4044.8	1063.6	0.97
3:45	4095.2	1086.8	0.97
4:00	4090.4	1082.0	0.97
4:15	3991.6	1016.4	0.97
4:30	3998.8	1023.2	0.97
4:45	4050.4	1058.0	0.97
5:00	4065.2	1070.8	0.97
5:15	4144.0	1107.2	0.97
5:30	4138.4	1101.2	0.97
5:45	4068.0	1077.2	0.97
6:00	4073.2	1093.6	0.97
6:15	4028.4	1074.8	0.97
6:30	4092.0	1099.2	0.97
6:45	4002.0	1070.0	0.97
7:00	3978.4	1052.0	0.97
7:15	4007.2	1059.6	0.97
7:30	4043.2	1086.0	0.97
7:45	4080.4	1098.4	0.97
8:00	4078.8	1095.6	0.97
8:15	4089.2	1103.6	0.97
8:30	4124.8	1116.8	0.97
8:45	4136.4	1106.8	0.97
9:00	4082.4	1086.8	0.97
9:15	4086.8	1102.4	0.97
9:30	4050.0	1065.6	0.97
9:45	4093.2	1091.6	0.97
10:00	4142.4	1127.2	0.96
10:15	4101.2	1098.8	0.97
10:30	4071.2	1097.2	0.97
10:45	4046.8	1107.6	0.96
11:00	3887.6	1038.0	0.97
11:15	3841.6	1040.8	0.97
11:30	3878.0	1099.6	0.96
11:45	3850.0	1085.6	0.96
12:00	3918.0	1147.6	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	3966.0	1157.2	0.96
12:30	4031.6	1154.0	0.96
12:45	4168.0	1200.4	0.96
13:00	4184.4	1209.2	0.96
13:15	4204.8	1232.8	0.96
13:30	4222.4	1262.0	0.96
13:45	4211.6	1267.2	0.96
14:00	4254.0	1274.4	0.96
14:15	4232.8	1268.8	0.96
14:30	4236.4	1260.8	0.96
14:45	4220.0	1248.0	0.96
15:00	4211.2	1252.8	0.96
15:15	4186.0	1226.4	0.96
15:30	4222.0	1261.6	0.96
15:45	4214.4	1249.6	0.96
16:00	4227.6	1259.2	0.96
16:15	4196.8	1238.0	0.96
16:30	4207.2	1234.4	0.96
16:45	4215.2	1250.4	0.96
17:00	4238.8	1264.0	0.96
17:15	4230.0	1237.2	0.96
17:30	4214.8	1229.2	0.96
17:45	4259.6	1241.2	0.96
18:00	4308.0	1226.4	0.96
18:15	4231.6	1207.6	0.96
18:30	4190.0	1200.8	0.96
18:45	4188.0	1218.0	0.96
19:00	4202.4	1210.4	0.96
19:15	4243.6	1232.0	0.96
19:30	4296.4	1247.2	0.96
19:45	4163.6	1176.0	0.96
20:00	4113.6	1156.8	0.96
20:15	4099.2	1150.0	0.96
20:30	4108.4	1165.2	0.96
20:45	4120.4	1180.0	0.96
21:00	4026.4	1149.6	0.96
21:15	3927.6	1101.2	0.96
21:30	3962.0	1078.4	0.96
21:45	3971.6	1071.2	0.97
22:00	3932.8	1049.2	0.97
22:15	3828.4	962.0	0.97
22:30	3883.6	972.8	0.97
22:45	4154.8	1105.6	0.97
23:00	4122.8	1083.6	0.97
23:15	4060.8	1048.0	0.97
23:30	4046.8	1048.0	0.97
23:45	4076.0	1068.0	0.97
24:00	4064.4	1058.8	0.97

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### REGISTERED AND CALCULATED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4296.4 kW	H.P	4176.9 kW
H.F.P	4308.0 kW	H.F.P	4072.4 kW
DIA	4308.0 kW	DIA	4081.1 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20442 kWh	H.P	5679 KVARh
H.F.P	77504 kWh	H.F.P	21284 KVARh
DIA	97946 kWh	DIA	26964 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.97	H.P	0.94
H.F.P	0.95	H.F.P	0.89
DIA	0.95	DIA	0.90
<b>POWER FACTOR (Average day)</b>		0.96 Inductive	

**Note:**

H.P. Energía : Peak Hour Energy (18:00 to 23:00)  
H.F.P. : Hours out of peak

## Figura 6 ELECTRIC POWER CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 18-jun-16

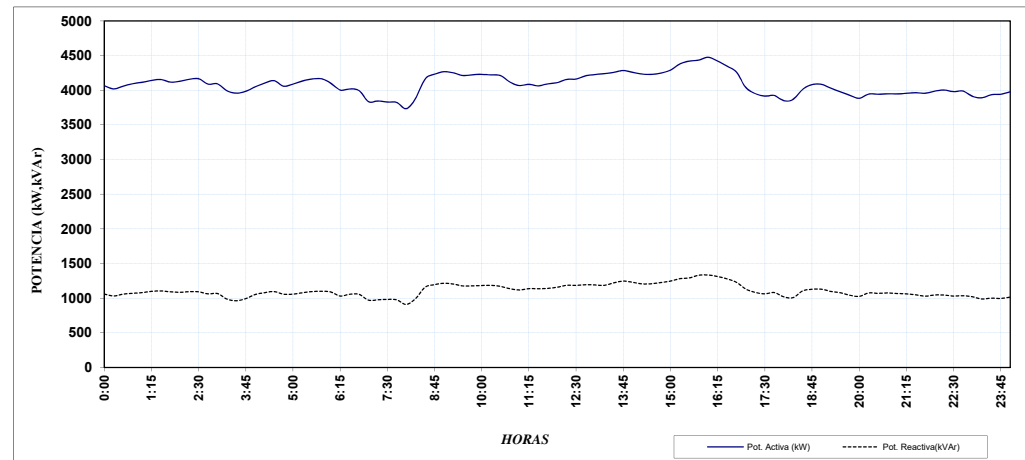
DIA : SÁBADO

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4018.8	1032.0	0.97
0:30	4057.6	1057.2	0.97
0:45	4094.4	1070.0	0.97
1:00	4113.2	1079.2	0.97
1:15	4140.8	1097.6	0.97
1:30	4154.8	1104.4	0.97
1:45	4116.4	1091.2	0.97
2:00	4128.4	1084.4	0.97
2:15	4156.8	1092.8	0.97
2:30	4165.2	1092.0	0.97
2:45	4088.0	1061.2	0.97
3:00	4091.6	1066.4	0.97
3:15	3992.4	986.4	0.97
3:30	3956.8	962.8	0.97
3:45	3984.4	993.2	0.97
4:00	4049.2	1052.0	0.97
4:15	4102.0	1078.8	0.97
4:30	4138.0	1094.8	0.97
4:45	4058.0	1056.8	0.97
5:00	4088.0	1057.6	0.97
5:15	4133.2	1077.6	0.97
5:30	4160.8	1094.4	0.97
5:45	4164.8	1098.8	0.97
6:00	4102.8	1088.8	0.97
6:15	4001.6	1030.4	0.97
6:30	4018.0	1056.0	0.97
6:45	3994.8	1055.2	0.97
7:00	3835.2	971.2	0.97
7:15	3844.0	976.0	0.97
7:30	3829.6	981.6	0.97
7:45	3822.8	975.2	0.97
8:00	3733.6	909.2	0.97
8:15	3884.4	994.8	0.97
8:30	4162.4	1157.2	0.96
8:45	4230.8	1194.8	0.96
9:00	4266.4	1214.8	0.96
9:15	4250.0	1203.2	0.96
9:30	4211.2	1176.0	0.96
9:45	4222.8	1176.8	0.96
10:00	4227.2	1181.6	0.96
10:15	4220.8	1184.4	0.96
10:30	4210.4	1169.2	0.96
10:45	4116.0	1135.6	0.96
11:00	4066.8	1118.0	0.96
11:15	4085.6	1136.8	0.96
11:30	4062.4	1135.6	0.96
11:45	4092.0	1140.4	0.96
12:00	4109.2	1157.2	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	4155.6	1185.6	0.96
12:30	4160.8	1183.6	0.96
12:45	4206.8	1194.0	0.96
13:00	4226.0	1190.0	0.96
13:15	4238.8	1185.2	0.96
13:30	4257.2	1220.8	0.96
13:45	4284.4	1245.6	0.96
14:00	4257.6	1228.4	0.96
14:15	4232.0	1205.2	0.96
14:30	4228.8	1208.0	0.96
14:45	4247.6	1225.2	0.96
15:00	4289.6	1245.6	0.96
15:15	4379.2	1280.8	0.96
15:30	4419.2	1292.0	0.96
15:45	4434.4	1330.0	0.96
16:00	4475.2	1333.6	0.96
16:15	4420.0	1311.6	0.96
16:30	4346.8	1277.6	0.96
16:45	4260.4	1227.6	0.96
17:00	4036.4	1130.0	0.96
17:15	3952.4	1082.4	0.96
17:30	3914.0	1062.0	0.97
17:45	3924.4	1080.4	0.96
18:00	3848.8	1019.6	0.97
18:15	3867.6	1007.2	0.97
18:30	4012.0	1104.0	0.96
18:45	4080.8	1127.6	0.96
19:00	4084.8	1129.2	0.96
19:15	4029.2	1096.4	0.96
19:30	3975.6	1077.6	0.97
19:45	3928.0	1042.4	0.97
20:00	3883.2	1025.2	0.97
20:15	3944.4	1074.8	0.96
20:30	3941.6	1069.2	0.97
20:45	3948.4	1075.2	0.96
21:00	3945.6	1067.2	0.97
21:15	3955.2	1062.0	0.97
21:30	3964.0	1048.0	0.97
21:45	3955.2	1028.4	0.97
22:00	3986.4	1045.6	0.97
22:15	4002.8	1044.4	0.97
22:30	3978.0	1030.4	0.97
22:45	3988.0	1034.8	0.97
23:00	3912.0	1020.0	0.97
23:15	3890.0	987.2	0.97
23:30	3934.8	1000.0	0.97
23:45	3942.0	996.0	0.97
24:00	3977.2	1014.8	0.97

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### REGISTERED AND CALCULATED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4084.8 kW	H.P	3983.5 kW
H.F.P	4475.2 kW	H.F.P	4093.3 kW
DIA	4475.2 kW	DIA	4084.1 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	19846 kWh	H.P	5302 KVARh
H.F.P	78174 kWh	H.F.P	21236 KVARh
DIA	98019 kWh	DIA	26539 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.98	H.P	0.79
H.F.P	0.91	H.F.P	0.84
DIA	0.91	DIA	0.83
POWER FACTOR (Average day)		0.97 Inductivo	

**Note:**

H.P. Energía : Peak Hour Energy (18:00 to 23:00)  
H.F.P. : Hours out of peak

## Figura 7 ELECTRIC POWER CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 19-jun-16

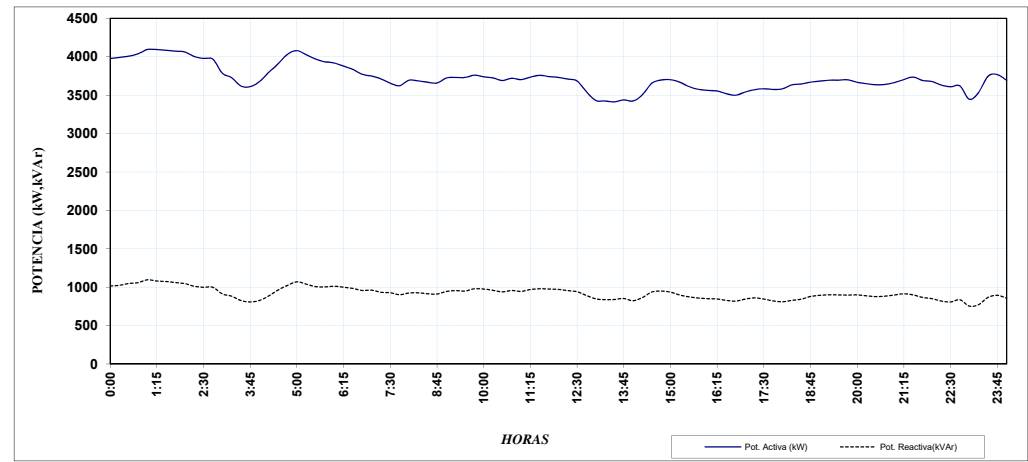
DIA : DOMINGO

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	3992.0	1024.8	0.97
0:30	4007.2	1048.4	0.97
0:45	4038.0	1060.0	0.97
1:00	4095.6	1096.0	0.97
1:15	4092.4	1080.4	0.97
1:30	4085.6	1073.6	0.97
1:45	4072.8	1060.4	0.97
2:00	4062.0	1046.8	0.97
2:15	4003.6	1012.0	0.97
2:30	3977.6	999.6	0.97
2:45	3968.0	998.8	0.97
3:00	3786.8	913.2	0.97
3:15	3728.4	883.2	0.97
3:30	3619.6	826.4	0.97
3:45	3610.8	807.6	0.98
4:00	3676.4	827.6	0.98
4:15	3799.6	887.6	0.97
4:30	3909.2	965.2	0.97
4:45	4033.2	1024.0	0.97
5:00	4079.6	1070.4	0.97
5:15	4025.6	1039.6	0.97
5:30	3970.4	1007.6	0.97
5:45	3932.8	1004.0	0.97
6:00	3919.6	1011.6	0.97
6:15	3876.8	1000.0	0.97
6:30	3834.8	983.2	0.97
6:45	3771.2	957.2	0.97
7:00	3748.8	961.6	0.97
7:15	3712.0	933.6	0.97
7:30	3655.6	927.6	0.97
7:45	3623.2	902.4	0.97
8:00	3694.8	924.4	0.97
8:15	3685.6	926.0	0.97
8:30	3668.4	914.8	0.97
8:45	3657.6	910.8	0.97
9:00	3723.6	944.0	0.97
9:15	3730.4	955.6	0.97
9:30	3729.2	949.6	0.97
9:45	3760.4	979.2	0.97
10:00	3738.8	975.6	0.97
10:15	3724.4	959.6	0.97
10:30	3690.4	939.2	0.97
10:45	3719.6	956.8	0.97
11:00	3702.0	945.6	0.97
11:15	3734.8	969.6	0.97
11:30	3758.8	979.2	0.97
11:45	3741.2	976.0	0.97
12:00	3730.8	970.8	0.97

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	3709.2	954.8	0.97
12:30	3684.4	941.2	0.97
12:45	3544.0	892.0	0.97
13:00	3430.8	848.4	0.97
13:15	3424.4	837.6	0.97
13:30	3412.4	840.0	0.97
13:45	3438.4	852.4	0.97
14:00	3423.2	824.4	0.97
14:15	3505.6	865.2	0.97
14:30	3654.8	936.8	0.97
14:45	3696.0	949.6	0.97
15:00	3702.4	935.6	0.97
15:15	3668.4	898.0	0.97
15:30	3610.4	874.0	0.97
15:45	3575.2	858.8	0.97
16:00	3562.4	850.4	0.97
16:15	3554.0	846.4	0.97
16:30	3518.8	828.0	0.97
16:45	3498.8	818.8	0.97
17:00	3541.6	844.8	0.97
17:15	3570.8	860.8	0.97
17:30	3583.6	845.6	0.97
17:45	3574.0	821.2	0.97
18:00	3582.4	810.0	0.98
18:15	3634.0	828.8	0.97
18:30	3645.2	843.6	0.97
18:45	3669.2	879.2	0.97
19:00	3683.2	893.6	0.97
19:15	3694.8	901.2	0.97
19:30	3696.0	899.2	0.97
19:45	3699.6	897.2	0.97
20:00	3667.2	899.6	0.97
20:15	3650.0	887.2	0.97
20:30	3634.4	877.6	0.97
20:45	3640.0	883.6	0.97
21:00	3662.8	898.8	0.97
21:15	3704.8	914.0	0.97
21:30	3735.6	899.2	0.97
21:45	3690.8	866.8	0.97
22:00	3677.6	850.8	0.97
22:15	3631.2	819.6	0.98
22:30	3609.6	808.0	0.98
22:45	3619.6	836.0	0.97
23:00	3446.4	754.0	0.98
23:15	3535.2	773.2	0.98
23:30	3746.0	866.8	0.97
23:45	3767.6	893.6	0.97
24:00	3693.2	857.6	0.97

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### REGISTERED AND CALCULATED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS					
MAXIMUM DEMAND			AVERAGE DEMAND		
H.P	3699.6	kW	H.P	3674.3	kW
H.F.P	4095.6	kW	H.F.P	3725.1	kW
DIA	4095.6	kW	DIA	3720.8	kW
ACTIVE POWER			REACTIVE POWER		
H.P	18273	kWh	H.P	4335	KVARh
H.F.P	71027	kWh	H.F.P	17709	KVARh
DIA	89300	kWh	DIA	22044	KVARh
CALCULATED PARAMETERS					
LOAD FACTOR			LOSSES FACTOR		
H.P	0.99		H.P	0.80	
H.F.P	0.91		H.F.P	0.83	
DIA	0.91		DIA	0.83	
<b>POWER FACTOR (Average day)</b>				0.97	Inductivo

**Note:**  
H.P. Energía : Peak Hour Energy (18:00 to 23:00)  
H.F.P. : Hours out of peak



**TOTAL AJINOMOTO  
MEASUREMENTS RESUME**

Fecha	Día	Maximum Demand (kW)			Active Power (kWh)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
13/06/2016	MONDAY	4344.8	4407.6	4407.6	21,446.3	77,145.0	98,591.3	0.93	0.97
14/06/2016	TUESDAY	4276.4	4286.8	4286.8	20,472.4	77,670.6	98,143.0	0.95	0.96
15/06/2016	WEDNESDAY	4205.6	4392.0	4392.0	20,600.7	79,122.6	99,723.3	0.95	0.96
16/06/2016	THURSDAY	4290.8	4349.6	4349.6	20,845.3	77,764.7	98,610.0	0.94	0.96
17/06/2016	FRIDAY	4296.4	4308.0	4308.0	20,441.8	77,503.7	97,945.5	0.95	0.96
18/06/2016	SATURDAY	4084.8	4475.2	4475.2	19,845.7	78,173.7	98,019.4	0.91	0.97
19/06/2016	SUNDAY	3699.6	4095.6	4095.6	18,273.0	71,027.0	89,300.0	0.91	0.97
	<b>Maximum</b>	4344.8	4475.2	4475.2	21,446.3	79,122.6	99,723.3	0.95	0.97
	<b>Minimum</b>	3699.6	4095.6	4095.6	18,273.0	71,027.0	89,300.0	0.91	0.96
	<b>Average</b>	4171.2	4330.7	4330.7	20,275.0	76,915.3	97,190.4	0.94	0.97
	<b>Average Business day</b>				<b>20,198</b>	<b>76,241</b>	<b>96,439</b>		
	<b>SATURDAY</b>				<b>20,845</b>	<b>77,765</b>	<b>98,610</b>		
	<b>SUNDAY</b>				<b>20,442</b>	<b>77,504</b>	<b>97,946</b>		
	<b>Projection of the month</b>				<b>629,705</b>	<b>2,374,624</b>	<b>3,004,328</b>		



## DIAGRAMAS DE CARGA AJINOMOTO\_Verano

**Figure 1**  
**ENERGY CONSUMPTION EVALUATION**

**TOTAL AJINOMOTO**

DATE : 11-abr-16

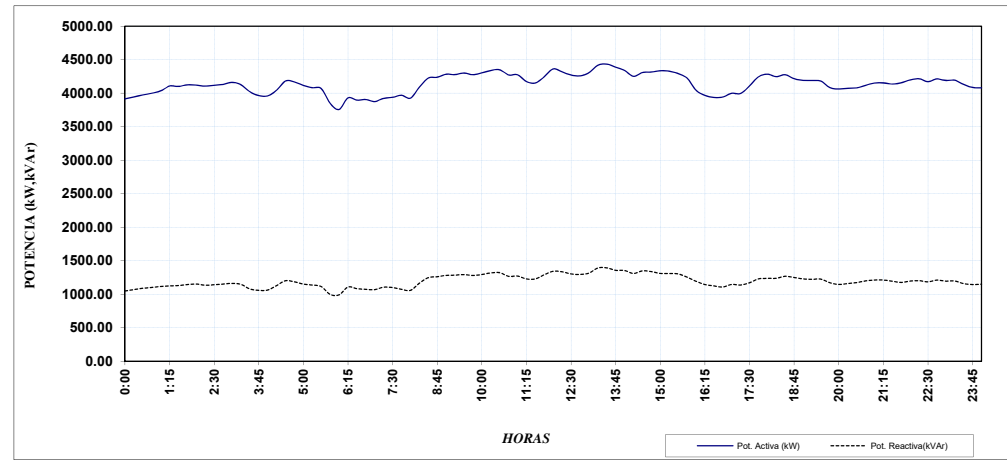
DAY : MONDAY

**RECORDS REPORT**

**LOAD DIAGRAM**

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
0:15	3943.2	1068.4	0.97
0:30	3973.2	1088.8	0.96
0:45	3999.6	1100.4	0.96
1:00	4032.4	1116.0	0.96
1:15	4107.2	1124.4	0.96
1:30	4100.4	1129.2	0.96
1:45	4124.0	1144.0	0.96
2:00	4120.0	1151.6	0.96
2:15	4104.8	1134.4	0.96
2:30	4118.4	1140.8	0.96
2:45	4130.8	1151.6	0.96
3:00	4162.0	1161.2	0.96
3:15	4126.0	1147.2	0.96
3:30	4020.8	1078.4	0.97
3:45	3964.4	1057.2	0.97
4:00	3959.2	1062.4	0.97
4:15	4044.4	1129.2	0.96
4:30	4182.0	1201.6	0.96
4:45	4166.8	1184.4	0.96
5:00	4116.0	1150.8	0.96
5:15	4081.2	1136.4	0.96
5:30	4069.2	1114.0	0.96
5:45	3848.8	997.2	0.97
6:00	3757.2	990.8	0.97
6:15	3929.6	1107.6	0.96
6:30	3896.4	1082.4	0.96
6:45	3906.0	1072.4	0.96
7:00	3874.8	1068.4	0.96
7:15	3922.8	1105.6	0.96
7:30	3936.8	1098.8	0.96
7:45	3969.2	1073.2	0.97
8:00	3926.0	1057.6	0.97
8:15	4089.6	1164.4	0.96
8:30	4225.2	1246.8	0.96
8:45	4237.6	1261.2	0.96
9:00	4282.8	1281.2	0.96
9:15	4276.8	1284.4	0.96
9:30	4300.8	1292.4	0.96
9:45	4275.6	1280.4	0.96
10:00	4303.2	1293.6	0.96
10:15	4338.4	1317.6	0.96
10:30	4349.2	1321.6	0.96
10:45	4272.0	1266.8	0.96
11:00	4274.8	1270.8	0.96
11:15	4173.6	1228.4	0.96
11:30	4152.0	1228.8	0.96
11:45	4247.2	1290.8	0.96
12:00	4362.0	1342.4	0.96

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
12:15	4317.6	1334.4	0.96
12:30	4270.4	1302.8	0.96
12:45	4258.0	1295.2	0.96
13:00	4304.8	1314.8	0.96
13:15	4416.4	1391.2	0.95
13:30	4434.4	1393.2	0.95
13:45	4388.0	1356.8	0.96
14:00	4338.4	1354.0	0.95
14:15	4251.6	1309.6	0.96
14:30	4308.0	1348.4	0.95
14:45	4315.2	1337.2	0.96
15:00	4334.0	1310.0	0.96
15:15	4330.0	1309.2	0.96
15:30	4291.6	1302.8	0.96
15:45	4225.6	1254.4	0.96
16:00	4044.4	1193.6	0.96
16:15	3967.2	1144.4	0.96
16:30	3936.4	1124.0	0.96
16:45	3942.4	1107.6	0.96
17:00	3998.0	1145.6	0.96
17:15	3995.6	1137.6	0.96
17:30	4107.2	1170.8	0.96
17:45	4244.0	1228.4	0.96
18:00	4283.6	1236.4	0.96
18:15	4246.4	1238.0	0.96
18:30	4275.2	1267.2	0.96
18:45	4216.0	1250.0	0.96
19:00	4190.8	1229.2	0.96
19:15	4189.2	1222.8	0.96
19:30	4180.4	1224.4	0.96
19:45	4083.2	1171.6	0.96
20:00	4062.4	1146.0	0.96
20:15	4073.2	1159.2	0.96
20:30	4078.4	1173.6	0.96
20:45	4115.6	1198.4	0.96
21:00	4150.0	1212.0	0.96
21:15	4154.8	1211.2	0.96
21:30	4134.8	1194.0	0.96
21:45	4155.6	1176.0	0.96
22:00	4197.2	1195.6	0.96
22:15	4215.6	1201.6	0.96
22:30	4171.6	1184.8	0.96
22:45	4213.6	1210.4	0.96
23:00	4188.4	1195.2	0.96
23:15	4194.4	1197.2	0.96
23:30	4128.8	1158.0	0.96
23:45	4085.2	1144.8	0.96
24:00	4079.2	1149.2	0.96



**CALCULATED AND REGISTERED ELECTRICAL PARAMETERS**

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4216.0 kW	H.P	4134.2 kW
H.F.P	4434.4 kW	H.F.P	4145.3 kW
DIA	4434.4 kW	DIA	4144.3 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20823 kWh	H.P	6015 kVARh
H.F.P	78641 kWh	H.F.P	22712 kVARh
DIA	99464 kWh	DIA	28728 kVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.98	H.P	0.87
H.F.P	0.93	H.F.P	0.87
DIA	0.93	DIA	0.87
<b>POWER FACTOR (AVERAGE DAY)</b>		0.96 Inductive	

**Note:**  
 H.P. : Peak hours (18:00 a 23:00)  
 H.F.P. : Out of peak hours

## Figura 2 ENERGY CONSUMPTION EVALUATION TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 12-abr-16

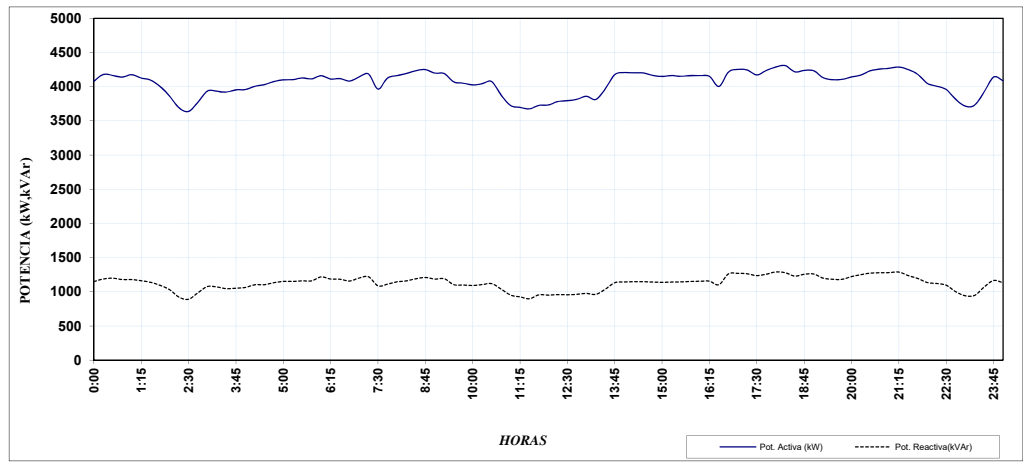
DIA : MARTES

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4180.0	1187.6	0.96
0:30	4164.4	1199.2	0.96
0:45	4141.2	1178.8	0.96
1:00	4175.6	1178.8	0.96
1:15	4126.8	1162.0	0.96
1:30	4096.0	1138.0	0.96
1:45	4001.2	1094.4	0.96
2:00	3861.6	1031.2	0.97
2:15	3690.0	921.2	0.97
2:30	3638.4	891.6	0.97
2:45	3775.6	987.2	0.97
3:00	3936.8	1077.2	0.96
3:15	3934.4	1070.4	0.96
3:30	3920.0	1046.0	0.97
3:45	3954.8	1052.8	0.97
4:00	3958.4	1064.0	0.97
4:15	4006.0	1102.8	0.96
4:30	4030.4	1104.4	0.96
4:45	4074.8	1132.8	0.96
5:00	4100.8	1152.0	0.96
5:15	4102.0	1152.4	0.96
5:30	4128.4	1159.2	0.96
5:45	4113.6	1160.8	0.96
6:00	4161.6	1218.0	0.96
6:15	4112.4	1186.4	0.96
6:30	4118.8	1184.0	0.96
6:45	4082.8	1157.6	0.96
7:00	4142.0	1200.8	0.96
7:15	4186.0	1220.0	0.96
7:30	3965.6	1087.6	0.96
7:45	4126.0	1111.2	0.97
8:00	4162.4	1146.0	0.96
8:15	4194.0	1159.6	0.96
8:30	4233.6	1190.8	0.96
8:45	4250.4	1209.6	0.96
9:00	4198.0	1186.4	0.96
9:15	4191.6	1191.2	0.96
9:30	4070.4	1104.8	0.97
9:45	4052.4	1098.4	0.97
10:00	4025.6	1092.8	0.97
10:15	4044.8	1105.6	0.96
10:30	4075.2	1120.0	0.96
10:45	3878.4	1040.0	0.97
11:00	3725.6	952.0	0.97
11:15	3696.8	926.0	0.97
11:30	3676.4	898.4	0.97
11:45	3727.2	956.4	0.97
12:00	3732.4	951.2	0.97

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	3784.8	959.2	0.97
12:30	3793.6	956.8	0.97
12:45	3816.0	963.2	0.97
13:00	3860.0	976.8	0.97
13:15	3813.6	962.8	0.97
13:30	3968.0	1037.6	0.97
13:45	4176.8	1133.2	0.97
14:00	4207.6	1143.6	0.96
14:15	4202.4	1148.0	0.96
14:30	4201.2	1148.0	0.96
14:45	4166.0	1142.8	0.96
15:00	4149.6	1138.8	0.96
15:15	4163.2	1142.4	0.96
15:30	4151.2	1145.2	0.96
15:45	4164.4	1151.2	0.96
16:00	4161.2	1154.4	0.96
16:15	4151.6	1155.6	0.96
16:30	4004.0	1104.4	0.96
16:45	4213.6	1260.8	0.96
17:00	4253.2	1270.0	0.96
17:15	4243.6	1263.2	0.96
17:30	4172.0	1237.2	0.96
17:45	4238.0	1257.2	0.96
18:00	4287.6	1290.4	0.96
18:15	4309.2	1279.2	0.96
18:30	4217.6	1229.6	0.96
18:45	4238.4	1256.0	0.96
19:00	4234.4	1260.4	0.96
19:15	4132.0	1200.0	0.96
19:30	4102.0	1183.2	0.96
19:45	4106.4	1182.4	0.96
20:00	4142.0	1222.4	0.96
20:15	4171.2	1251.2	0.96
20:30	4234.0	1272.8	0.96
20:45	4257.2	1278.4	0.96
21:00	4270.0	1280.4	0.96
21:15	4287.2	1288.4	0.96
21:30	4249.2	1236.4	0.96
21:45	4181.2	1194.8	0.96
22:00	4048.8	1135.2	0.96
22:15	4008.0	1121.2	0.96
22:30	3958.8	1096.0	0.96
22:45	3814.8	1001.2	0.97
23:00	3716.4	942.4	0.97
23:15	3731.2	948.0	0.97
23:30	3922.8	1069.2	0.96
23:45	4141.6	1165.6	0.96
24:00	4088.4	1132.8	0.96

### DIAGRAMA DE CARGA



### CALCULATED AND REGISTERED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4238.4 kW	H.P	4170.1 kW
H.F.P	4309.2 kW	H.F.P	4051.0 kW
DIA	4309.2 kW	DIA	4060.9 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20670 kWh	H.P	5978 KVARh
H.F.P	76792 kWh	H.F.P	21100 KVARh
DIA	97462 kWh	DIA	27077 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.98	H.P	0.94
H.F.P	0.94	H.F.P	0.89
DIA	0.94	DIA	0.89
<b>POWER FACTOR (AVERAGE DAY)</b>		0.96 Inductive	

**Note:**  
H.P. : Peak hours (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Out of peak hours

## Figura 3 ENERGY CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 13-abr-16

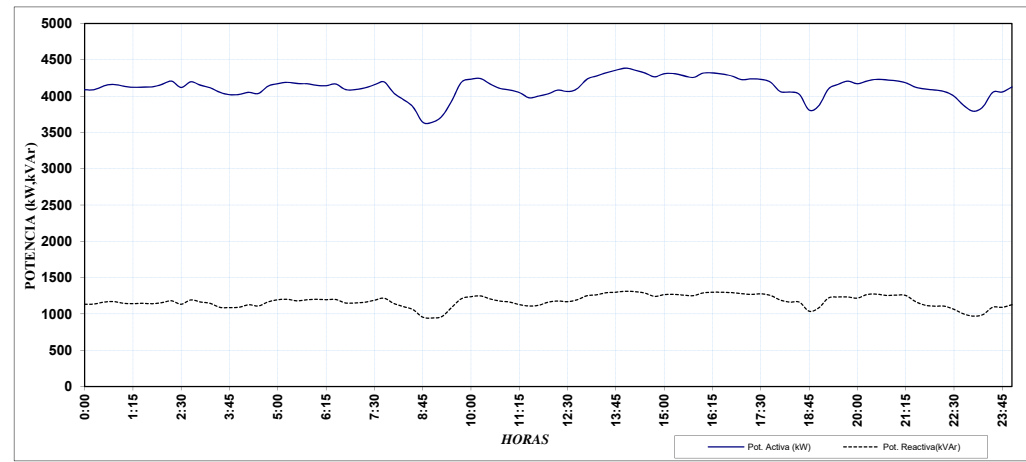
DIA : MIÉRCOLES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4088.0	1136.8	0.96
0:30	4141.6	1163.2	0.96
0:45	4161.2	1169.6	0.96
1:00	4137.6	1147.6	0.96
1:15	4121.2	1141.2	0.96
1:30	4124.4	1146.4	0.96
1:45	4128.0	1140.8	0.96
2:00	4161.2	1155.6	0.96
2:15	4206.8	1180.8	0.96
2:30	4119.6	1133.6	0.96
2:45	4197.6	1193.2	0.96
3:00	4150.0	1164.4	0.96
3:15	4115.6	1146.0	0.96
3:30	4052.8	1090.8	0.97
3:45	4019.2	1087.2	0.97
4:00	4023.2	1092.8	0.97
4:15	4052.4	1126.0	0.96
4:30	4036.4	1109.6	0.96
4:45	4138.8	1166.0	0.96
5:00	4171.6	1195.2	0.96
5:15	4190.8	1201.6	0.96
5:30	4173.6	1180.0	0.96
5:45	4171.2	1194.8	0.96
6:00	4149.2	1202.0	0.96
6:15	4144.0	1196.0	0.96
6:30	4166.8	1198.8	0.96
6:45	4090.8	1151.6	0.96
7:00	4090.0	1151.2	0.96
7:15	4113.2	1161.6	0.96
7:30	4154.8	1188.4	0.96
7:45	4196.4	1216.8	0.96
8:00	4043.6	1144.8	0.96
8:15	3952.8	1101.2	0.96
8:30	3852.4	1059.2	0.96
8:45	3641.6	956.0	0.97
9:00	3640.8	944.4	0.97
9:15	3724.0	965.2	0.97
9:30	3932.4	1089.6	0.96
9:45	4189.6	1209.2	0.96
10:00	4233.6	1237.6	0.96
10:15	4241.6	1247.6	0.96
10:30	4165.2	1205.6	0.96
10:45	4106.4	1176.8	0.96
11:00	4084.0	1163.6	0.96
11:15	4050.8	1128.4	0.96
11:30	3977.6	1109.2	0.96
11:45	4000.8	1118.8	0.96
12:00	4032.0	1162.4	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	4083.6	1178.0	0.96
12:30	4062.4	1168.8	0.96
12:45	4102.4	1195.6	0.96
13:00	4233.2	1250.4	0.96
13:15	4278.0	1263.6	0.96
13:30	4322.4	1291.6	0.96
13:45	4355.6	1299.6	0.96
14:00	4386.0	1312.8	0.96
14:15	4357.6	1306.4	0.96
14:30	4319.2	1287.2	0.96
14:45	4266.4	1242.4	0.96
15:00	4308.0	1265.6	0.96
15:15	4310.8	1269.2	0.96
15:30	4283.6	1259.2	0.96
15:45	4255.2	1251.2	0.96
16:00	4317.2	1288.8	0.96
16:15	4320.0	1299.2	0.96
16:30	4303.2	1298.4	0.96
16:45	4279.2	1293.2	0.96
17:00	4227.2	1279.6	0.96
17:15	4238.0	1269.2	0.96
17:30	4232.0	1277.2	0.96
17:45	4193.2	1254.8	0.96
18:00	4063.6	1192.0	0.96
18:15	4056.0	1162.8	0.96
18:30	4023.6	1161.6	0.96
18:45	3808.8	1037.6	0.96
19:00	3866.8	1083.6	0.96
19:15	4098.0	1218.8	0.96
19:30	4161.6	1233.2	0.96
19:45	4206.4	1233.2	0.96
20:00	4170.8	1218.4	0.96
20:15	4208.0	1267.2	0.96
20:30	4233.2	1272.4	0.96
20:45	4221.6	1255.2	0.96
21:00	4211.6	1259.6	0.96
21:15	4184.0	1254.4	0.96
21:30	4124.0	1170.8	0.96
21:45	4098.4	1120.8	0.96
22:00	4084.4	1106.4	0.97
22:15	4064.0	1106.4	0.96
22:30	4000.0	1062.4	0.97
22:45	3872.4	1000.4	0.97
23:00	3792.0	969.6	0.97
23:15	3853.2	991.2	0.97
23:30	4051.2	1092.4	0.97
23:45	4057.6	1091.2	0.97
24:00	4126.4	1127.2	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### CALCULATED AND REGISTERED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4233.2 kW	H.P	4094.2 kW
H.F.P	4386.0 kW	H.F.P	4122.5 kW
DIA	4386.0 kW	DIA	4120.1 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20371 kWh	H.P	5799 KVARh
H.F.P	78511 kWh	H.F.P	22386 KVARh
DIA	98882 kWh	DIA	28185 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.97	H.P	0.87
H.F.P	0.94	H.F.P	0.88
DIA	0.94	DIA	0.88
<b>POWER FACTOR (AVERAGE DAY)</b>		0.96 Inductivo	

**Note:**  
H.P. : Peak hours (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Out of peak hours

## Figura 4 ENERGY CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

DATE : 14-abr-16

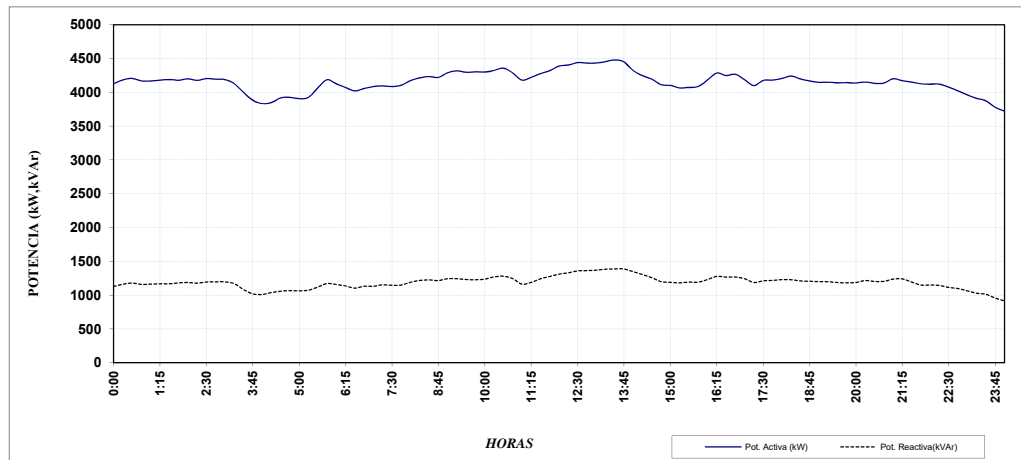
DATE : THURSDAY

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4183.6	1161.2	0.96
0:30	4206.8	1178.0	0.96
0:45	4168.4	1158.8	0.96
1:00	4168.0	1162.4	0.96
1:15	4179.6	1167.2	0.96
1:30	4189.6	1167.6	0.96
1:45	4178.0	1180.8	0.96
2:00	4199.6	1186.4	0.96
2:15	4177.6	1177.2	0.96
2:30	4202.8	1193.6	0.96
2:45	4194.4	1196.8	0.96
3:00	4188.0	1195.6	0.96
3:15	4129.2	1169.6	0.96
3:30	3999.2	1082.8	0.97
3:45	3881.2	1019.2	0.97
4:00	3835.2	1009.6	0.97
4:15	3847.2	1038.0	0.97
4:30	3917.6	1057.6	0.97
4:45	3925.6	1067.2	0.96
5:00	3906.0	1062.8	0.96
5:15	3926.4	1072.8	0.96
5:30	4064.4	1118.8	0.96
5:45	4186.4	1171.6	0.96
6:00	4125.6	1157.2	0.96
6:15	4071.2	1136.0	0.96
6:30	4021.2	1103.6	0.96
6:45	4056.8	1132.0	0.96
7:00	4084.8	1131.2	0.96
7:15	4094.8	1152.0	0.96
7:30	4084.8	1146.0	0.96
7:45	4105.2	1150.0	0.96
8:00	4174.4	1190.4	0.96
8:15	4214.0	1217.2	0.96
8:30	4233.6	1225.6	0.96
8:45	4221.2	1216.0	0.96
9:00	4289.6	1242.8	0.96
9:15	4317.2	1242.8	0.96
9:30	4296.4	1230.8	0.96
9:45	4303.2	1227.6	0.96
10:00	4301.2	1236.8	0.96
10:15	4322.8	1269.2	0.96
10:30	4358.4	1280.0	0.96
10:45	4286.8	1244.8	0.96
11:00	4180.8	1162.8	0.96
11:15	4222.0	1188.8	0.96
11:30	4277.2	1242.0	0.96
11:45	4320.0	1276.0	0.96
12:00	4388.8	1310.8	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	4403.2	1330.0	0.96
12:30	4440.0	1358.4	0.96
12:45	4432.4	1363.2	0.96
13:00	4432.4	1369.2	0.96
13:15	4454.4	1383.6	0.95
13:30	4479.6	1387.2	0.96
13:45	4450.4	1386.4	0.95
14:00	4320.8	1346.4	0.95
14:15	4246.4	1304.0	0.96
14:30	4195.2	1258.0	0.96
14:45	4112.4	1199.6	0.96
15:00	4102.8	1188.4	0.96
15:15	4064.8	1181.2	0.96
15:30	4073.6	1192.8	0.96
15:45	4086.0	1192.0	0.96
16:00	4182.8	1230.0	0.96
16:15	4285.2	1276.8	0.96
16:30	4248.0	1266.4	0.96
16:45	4267.2	1267.6	0.96
17:00	4185.2	1242.4	0.96
17:15	4100.0	1187.2	0.96
17:30	4175.6	1211.2	0.96
17:45	4181.2	1217.2	0.96
18:00	4204.4	1229.6	0.96
18:15	4240.8	1228.0	0.96
18:30	4198.0	1210.0	0.96
18:45	4168.0	1205.2	0.96
19:00	4148.0	1199.6	0.96
19:15	4150.4	1198.4	0.96
19:30	4139.2	1186.0	0.96
19:45	4143.6	1181.2	0.96
20:00	4138.0	1187.2	0.96
20:15	4152.4	1214.8	0.96
20:30	4132.8	1202.4	0.96
20:45	4136.4	1202.8	0.96
21:00	4200.8	1237.2	0.96
21:15	4171.6	1239.6	0.96
21:30	4152.4	1193.6	0.96
21:45	4125.6	1149.6	0.96
22:00	4121.6	1149.6	0.96
22:15	4122.0	1143.2	0.96
22:30	4076.0	1113.2	0.96
22:45	4021.2	1097.6	0.96
23:00	3961.6	1062.8	0.97
23:15	3910.4	1028.0	0.97
23:30	3874.4	1012.8	0.97
23:45	3778.8	957.2	0.97
24:00	3722.0	914.4	0.97

#### LOAD DIAGRAM



#### CALCULATED AND REGISTERED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4168.0 kW	H.P	4146.6 kW
H.F.P	4479.6 kW	H.F.P	4160.7 kW
DIA	4479.6 kW	DIA	4159.6 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20675 kWh	H.P	5901 KVARh
H.F.P	79154 kWh	H.F.P	22647 KVARh
DIA	99829 kWh	DIA	28548 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.99	H.P	0.86
H.F.P	0.93	H.F.P	0.86
DIA	0.93	DIA	0.86
POWER FACTOR (AVERAGE DAY)		0.96 Inductivo	

**Note:**

H.P. : Peak hours (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Out of peak hours

## Figura 5 ENERGY CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 15-abr-16

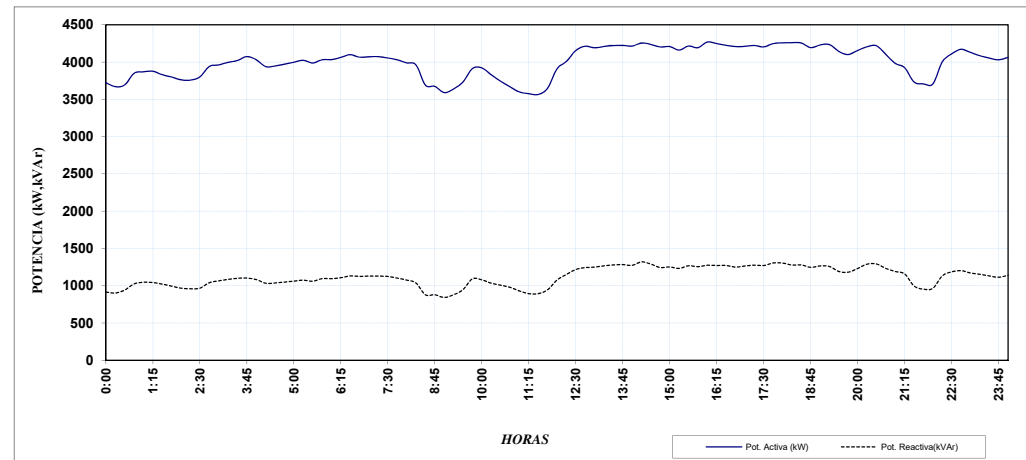
DIA : VIERNES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	3669.2	901.6	0.97
0:30	3692.8	941.2	0.97
0:45	3848.8	1024.0	0.97
1:00	3868.0	1046.0	0.97
1:15	3876.0	1041.6	0.97
1:30	3828.8	1021.2	0.97
1:45	3798.4	993.6	0.97
2:00	3760.4	966.4	0.97
2:15	3757.6	958.4	0.97
2:30	3800.4	966.4	0.97
2:45	3940.0	1040.0	0.97
3:00	3960.8	1064.0	0.97
3:15	3995.6	1084.4	0.97
3:30	4020.0	1098.4	0.96
3:45	4073.2	1102.0	0.97
4:00	4029.6	1082.0	0.97
4:15	3938.4	1032.8	0.97
4:30	3946.0	1036.4	0.97
4:45	3971.6	1048.0	0.97
5:00	3996.8	1060.8	0.97
5:15	4023.6	1074.0	0.97
5:30	3986.8	1059.2	0.97
5:45	4030.4	1094.0	0.97
6:00	4032.0	1094.0	0.97
6:15	4061.6	1106.8	0.96
6:30	4098.8	1130.8	0.96
6:45	4064.0	1124.8	0.96
7:00	4070.0	1128.8	0.96
7:15	4071.2	1128.4	0.96
7:30	4054.0	1123.2	0.96
7:45	4029.6	1101.6	0.96
8:00	3988.4	1075.2	0.97
8:15	3960.8	1034.8	0.97
8:30	3690.0	877.6	0.97
8:45	3673.2	878.4	0.97
9:00	3590.0	842.0	0.97
9:15	3638.4	878.4	0.97
9:30	3732.8	947.6	0.97
9:45	3912.0	1091.6	0.96
10:00	3920.8	1078.0	0.96
10:15	3829.2	1033.6	0.97
10:30	3742.0	1006.0	0.97
10:45	3667.2	978.4	0.97
11:00	3598.0	929.2	0.97
11:15	3575.6	893.2	0.97
11:30	3564.4	892.8	0.97
11:45	3647.6	944.8	0.97
12:00	3908.4	1075.2	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	4006.8	1150.4	0.96
12:30	4153.6	1216.8	0.96
12:45	4211.6	1242.0	0.96
13:00	4190.4	1248.4	0.96
13:15	4208.4	1266.4	0.96
13:30	4219.6	1278.4	0.96
13:45	4222.4	1282.4	0.96
14:00	4213.2	1273.2	0.96
14:15	4254.8	1318.8	0.96
14:30	4235.6	1288.8	0.96
14:45	4201.2	1243.2	0.96
15:00	4207.2	1251.2	0.96
15:15	4160.0	1231.2	0.96
15:30	4214.4	1266.8	0.96
15:45	4192.4	1255.2	0.96
16:00	4268.0	1273.6	0.96
16:15	4247.2	1270.8	0.96
16:30	4223.6	1270.8	0.96
16:45	4206.8	1249.2	0.96
17:00	4210.0	1264.0	0.96
17:15	4222.4	1275.6	0.96
17:30	4202.4	1270.0	0.96
17:45	4246.8	1304.0	0.96
18:00	4257.2	1303.2	0.96
18:15	4260.0	1276.8	0.96
18:30	4255.6	1278.4	0.96
18:45	4192.8	1245.6	0.96
19:00	4228.4	1264.8	0.96
19:15	4234.0	1257.2	0.96
19:30	4141.6	1190.8	0.96
19:45	4100.4	1181.2	0.96
20:00	4156.0	1230.8	0.96
20:15	4204.4	1288.8	0.96
20:30	4218.0	1290.8	0.96
20:45	4101.2	1231.2	0.96
21:00	3981.6	1190.4	0.96
21:15	3922.8	1157.2	0.96
21:30	3731.2	996.4	0.97
21:45	3706.8	953.2	0.97
22:00	3706.0	965.2	0.97
22:15	4001.6	1131.2	0.96
22:30	4109.6	1185.2	0.96
22:45	4170.4	1201.2	0.96
23:00	4128.4	1170.8	0.96
23:15	4084.4	1152.8	0.96
23:30	4052.4	1130.8	0.96
23:45	4029.2	1112.8	0.96
24:00	4061.6	1138.8	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### CALCULATED AND REGISTERED ELECTRICAL PARAMETERS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4234.0 kW	H.P	4184.5 kW
H.F.P	4268.0 kW	H.F.P	3991.0 kW
DIA	4268.0 kW	DIA	4007.2 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20388 kWh	H.P	5922 KVARh
H.F.P	75784 kWh	H.F.P	20990 KVARh
DIA	96172 kWh	DIA	26912 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.99	H.P	0.96
H.F.P	0.94	H.F.P	0.88
DIA	0.94	DIA	0.88
POWER FACTOR (AVERAGE DAY)		0.96 Inductivo	

**Note:**

H.P. : Peak hours (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Out of peak hours

## Figura 6 ENERGY CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

DATE : 16-abr-16

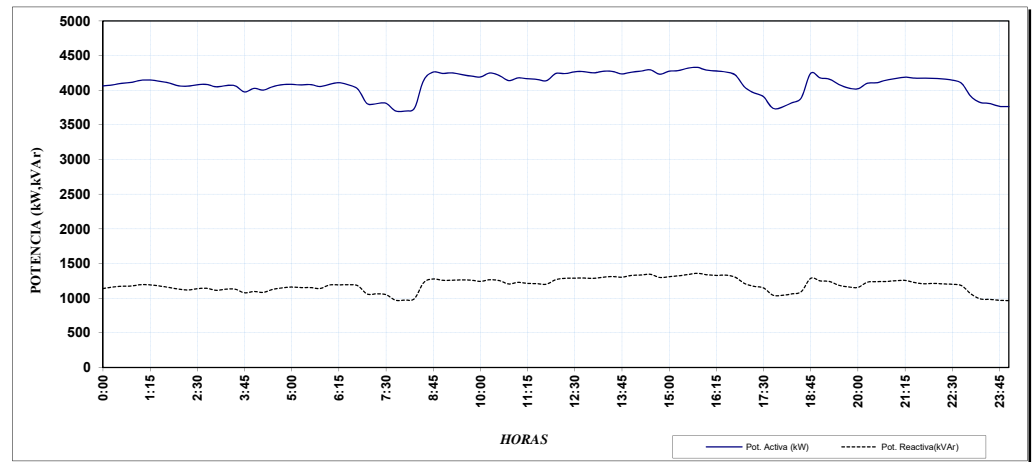
DAY : SATURDAY

#### RECORDS REPORT

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	4075.6	1159.2	0.96
0:30	4100.4	1172.4	0.96
0:45	4111.6	1175.2	0.96
1:00	4143.2	1194.4	0.96
1:15	4146.8	1191.2	0.96
1:30	4129.2	1175.6	0.96
1:45	4104.4	1154.0	0.96
2:00	4063.2	1131.2	0.96
2:15	4058.8	1117.6	0.96
2:30	4078.8	1136.0	0.96
2:45	4083.6	1141.6	0.96
3:00	4048.8	1113.2	0.96
3:15	4066.0	1128.8	0.96
3:30	4064.8	1129.6	0.96
3:45	3975.2	1076.8	0.97
4:00	4026.0	1095.6	0.96
4:15	4002.4	1083.6	0.97
4:30	4051.6	1126.8	0.96
4:45	4080.4	1148.0	0.96
5:00	4084.8	1160.0	0.96
5:15	4076.0	1152.4	0.96
5:30	4081.6	1152.4	0.96
5:45	4052.8	1138.4	0.96
6:00	4084.8	1189.6	0.96
6:15	4108.8	1191.6	0.96
6:30	4077.2	1192.8	0.96
6:45	4016.4	1179.2	0.96
7:00	3806.4	1059.6	0.96
7:15	3807.2	1062.0	0.96
7:30	3811.2	1050.0	0.96
7:45	3701.6	970.8	0.97
8:00	3700.4	972.4	0.97
8:15	3739.2	992.0	0.97
8:30	4146.8	1225.2	0.96
8:45	4261.6	1276.4	0.96
9:00	4241.6	1257.2	0.96
9:15	4250.4	1258.8	0.96
9:30	4225.6	1262.8	0.96
9:45	4205.6	1259.2	0.96
10:00	4191.2	1242.4	0.96
10:15	4248.4	1265.6	0.96
10:30	4211.6	1252.8	0.96
10:45	4138.8	1204.0	0.96
11:00	4177.6	1227.6	0.96
11:15	4165.2	1213.2	0.96
11:30	4156.4	1209.2	0.96
11:45	4137.2	1201.6	0.96
12:00	4241.6	1266.8	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	4238.8	1286.8	0.96
12:30	4266.0	1288.8	0.96
12:45	4267.2	1289.6	0.96
13:00	4250.0	1285.6	0.96
13:15	4273.2	1301.6	0.96
13:30	4271.6	1311.2	0.96
13:45	4234.4	1302.8	0.96
14:00	4260.4	1328.0	0.95
14:15	4274.8	1333.2	0.95
14:30	4294.0	1343.6	0.95
14:45	4231.2	1298.4	0.96
15:00	4274.4	1309.2	0.96
15:15	4283.2	1322.4	0.96
15:30	4318.4	1340.4	0.96
15:45	4329.2	1358.4	0.95
16:00	4288.8	1337.2	0.95
16:15	4278.0	1328.4	0.96
16:30	4262.0	1331.6	0.95
16:45	4221.2	1301.6	0.96
17:00	4045.6	1210.8	0.96
17:15	3961.2	1170.0	0.96
17:30	3906.4	1147.2	0.96
17:45	3738.8	1042.8	0.96
18:00	3757.6	1040.8	0.96
18:15	3818.0	1061.2	0.96
18:30	3889.2	1094.0	0.96
18:45	4243.2	1285.6	0.96
19:00	4178.0	1249.6	0.96
19:15	4159.2	1240.0	0.96
19:30	4082.4	1185.2	0.96
19:45	4031.2	1162.4	0.96
20:00	4020.4	1154.8	0.96
20:15	4099.6	1229.6	0.96
20:30	4107.6	1238.0	0.96
20:45	4146.4	1240.8	0.96
21:00	4167.2	1251.2	0.96
21:15	4188.8	1256.0	0.96
21:30	4174.0	1225.2	0.96
21:45	4171.6	1206.8	0.96
22:00	4172.8	1212.8	0.96
22:15	4162.0	1205.2	0.96
22:30	4145.2	1199.2	0.96
22:45	4097.6	1179.2	0.96
23:00	3906.4	1058.8	0.97
23:15	3822.0	988.0	0.97
23:30	3808.0	982.8	0.97
23:45	3766.8	968.0	0.97
24:00	3763.6	965.6	0.97

#### LOAD DIAGRAM



#### CALCULATED AND REGISTERED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PRAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	4243.2 kW	H.P	4115.2 kW
H.F.P	4329.2 kW	H.F.P	4094.1 kW
DIA	4329.2 kW	DIA	4095.9 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	20490 kWh	H.P	5984 KVARh
H.F.P	77811 kWh	H.F.P	22563 KVARh
DIA	98302 kWh	DIA	28547 KVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.97	H.P	0.90
H.F.P	0.95	H.F.P	0.90
DIA	0.95	DIA	0.90
<b>POWER FACTOR (AVERAGE DAY)</b>		0.96 Inductivo	

**Note:**

- H.P. : Peak hours (18:00 a 23:00)
- H.F.P. : Out of peak hours



## Figura 7 ENERGY CONSUMPTION EVALUATION

### TOTAL AJINOMOTO

FECHA : 17-abr-16

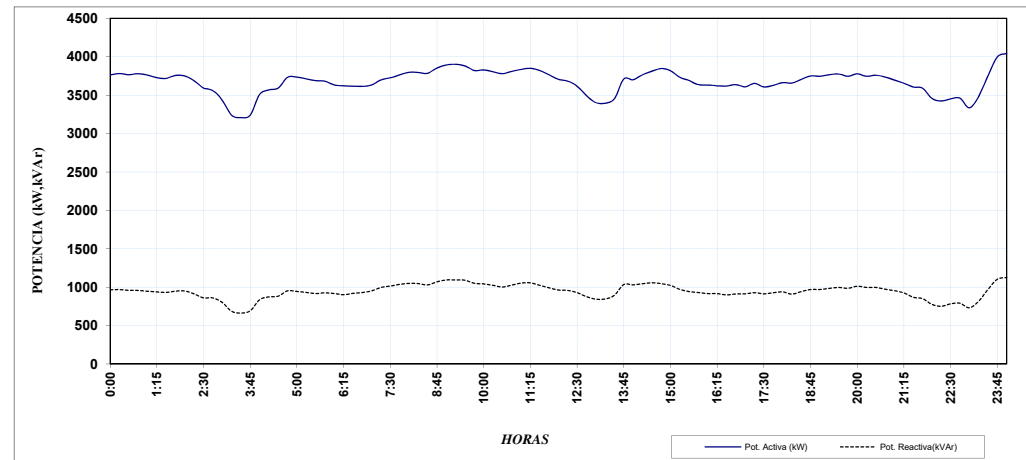
DIA : DOMINGO

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
0:15	3780.4	968.8	0.97
0:30	3766.4	959.2	0.97
0:45	3779.6	957.6	0.97
1:00	3760.8	946.8	0.97
1:15	3727.2	938.8	0.97
1:30	3718.4	932.0	0.97
1:45	3757.2	948.4	0.97
2:00	3749.6	950.4	0.97
2:15	3686.8	912.4	0.97
2:30	3592.4	860.8	0.97
2:45	3560.0	860.0	0.97
3:00	3435.2	801.6	0.97
3:15	3239.6	687.2	0.98
3:30	3208.0	663.6	0.98
3:45	3240.0	693.2	0.98
4:00	3508.0	835.6	0.97
4:15	3568.4	873.6	0.97
4:30	3592.8	883.2	0.97
4:45	3732.8	952.8	0.97
5:00	3734.4	944.4	0.97
5:15	3712.4	931.6	0.97
5:30	3688.4	917.2	0.97
5:45	3681.2	926.4	0.97
6:00	3632.4	918.0	0.97
6:15	3622.0	902.0	0.97
6:30	3616.8	919.2	0.97
6:45	3614.0	930.8	0.97
7:00	3632.4	952.0	0.97
7:15	3698.8	996.0	0.97
7:30	3725.6	1014.8	0.96
7:45	3763.6	1036.4	0.96
8:00	3798.0	1049.6	0.96
8:15	3794.8	1046.8	0.96
8:30	3784.4	1029.2	0.96
8:45	3854.0	1070.0	0.96
9:00	3892.8	1094.0	0.96
9:15	3900.8	1094.0	0.96
9:30	3880.4	1090.0	0.96
9:45	3820.0	1051.2	0.96
10:00	3828.0	1042.4	0.96
10:15	3804.4	1024.0	0.97
10:30	3779.2	1002.4	0.97
10:45	3809.6	1026.8	0.97
11:00	3835.2	1052.8	0.96
11:15	3850.0	1056.0	0.96
11:30	3820.8	1024.4	0.97
11:45	3764.4	992.0	0.97
12:00	3706.0	962.8	0.97

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
12:15	3682.0	958.0	0.97
12:30	3617.2	929.2	0.97
12:45	3496.0	877.2	0.97
13:00	3402.4	844.4	0.97
13:15	3395.2	846.4	0.97
13:30	3453.6	895.6	0.97
13:45	3709.6	1034.4	0.96
14:00	3700.4	1030.0	0.96
14:15	3765.6	1045.2	0.96
14:30	3810.0	1057.2	0.96
14:45	3846.4	1045.6	0.96
15:00	3818.0	1023.2	0.97
15:15	3732.0	971.6	0.97
15:30	3690.8	942.8	0.97
15:45	3634.8	930.4	0.97
16:00	3632.8	918.8	0.97
16:15	3621.2	916.0	0.97
16:30	3618.8	900.0	0.97
16:45	3637.6	911.6	0.97
17:00	3608.0	913.6	0.97
17:15	3652.8	928.8	0.97
17:30	3606.8	913.2	0.97
17:45	3627.2	927.6	0.97
18:00	3662.8	939.2	0.97
18:15	3656.8	910.0	0.97
18:30	3705.2	942.4	0.97
18:45	3749.6	969.6	0.97
19:00	3745.6	970.0	0.97
19:15	3765.6	984.0	0.97
19:30	3775.6	996.4	0.97
19:45	3746.0	986.0	0.97
20:00	3777.6	1012.4	0.97
20:15	3745.2	996.4	0.97
20:30	3760.4	998.8	0.97
20:45	3735.2	973.2	0.97
21:00	3695.2	954.0	0.97
21:15	3656.0	925.6	0.97
21:30	3606.0	868.8	0.97
21:45	3590.0	850.4	0.97
22:00	3457.6	776.0	0.98
22:15	3424.0	751.6	0.98
22:30	3451.6	783.2	0.98
22:45	3461.2	791.2	0.97
23:00	3335.2	732.4	0.98
23:15	3481.2	816.8	0.97
23:30	3751.6	971.6	0.97
23:45	3996.8	1103.2	0.96
24:00	4043.6	1125.6	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### CALCULATED AND REGISTERED ELECTRICAL PARAMETERS

REGISTERED PARAMETERS			
MAXIMUM DEMAND		AVERAGE DEMAND	
H.P	3777.6 kW	H.P	3756.2 kW
H.F.P	4043.6 kW	H.F.P	3669.5 kW
DIA	4043.6 kW	DIA	3676.9 kW
ACTIVE POWER		REACTIVE POWER	
H.P	18210 kWh	H.P	4543 kVARh
H.F.P	70036 kWh	H.F.P	18110 kVARh
DIA	88246 kWh	DIA	22652 kVARh
CALCULATED PARAMETERS			
LOAD FACTOR		LOSSES FACTOR	
H.P	0.99	H.P	0.86
H.F.P	0.91	H.F.P	0.83
DIA	0.91	DIA	0.83
<b>POWER FACTOR (AVERAGE DAY)</b>		0.97 Inductivo	

**Note:**

H.P. : Peak hours (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Out of peak hours

**TOTAL AJINOMOTO  
MEASUREMENT RESUME**

Date	Day	Maximum Demand (kW)			Active Power (kWh)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
11/04/2016	MONDAY	4216.0	4434.4	4434.4	20,823.1	78,641.2	99,464.3	0.93	0.96
12/04/2016	TUESDAY	4238.4	4309.2	4309.2	20,669.7	76,792.2	97,461.9	0.94	0.96
13/04/2016	WEDNESDY	4233.2	4386.0	4386.0	20,371.4	78,510.9	98,882.3	0.94	0.96
14/04/2016	THURSDAY	4168.0	4479.6	4479.6	20,675.1	79,154.1	99,829.2	0.93	0.96
15/04/2016	FRIDAY	4234.0	4268.0	4268.0	20,387.7	75,784.2	96,171.9	0.94	0.96
16/04/2016	SATURDAY	4243.2	4329.2	4329.2	20,490.2	77,811.4	98,301.6	0.95	0.96
17/04/2016	SUNDAY	3777.6	4043.6	4043.6	18,209.9	70,035.9	88,245.8	0.91	0.97
	<b>Maximum</b>	4243.2	4479.6	4479.6	20,823.1	79,154.1	99,829.2	0.95	0.97
	<b>Minimum</b>	3777.6	4043.6	4043.6	18,209.9	70,035.9	88,245.8	0.91	0.96
	<b>Average</b>	4158.6	4321.4	4321.4	20,232.4	76,675.7	96,908.1	0.93	0.96
	<b>Average Bussines Days</b>				<b>20,019</b>	<b>75,995</b>	<b>96,014</b>		
	<b>SATURDAY</b>				<b>20,675</b>	<b>79,154</b>	<b>99,829</b>		
	<b>SUNDAY</b>				<b>20,388</b>	<b>75,784</b>	<b>96,172</b>		
	<b>Projection of the month</b>				<b>624,677</b>	<b>2,367,639</b>	<b>2,992,317</b>		



## Anexo 2: Parte Térmica



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**CONSUMO DE GAS NATURAL**

Consumos	Unidad	jul-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16
Volumen condición de lectura	m3	234.098	88.396	244.294	221.239	218.072	218.072	200.445	218.466	199.398	212.396	216.853
Factor Corrección		3,88	3,83	3,63	3,63	3,6113	3,61	3,77	3,82	3,83	3,85	3,88
Condición Estándar	sm3	325.425	333.072	329.999	328.944	315.477	308.539	305.264	291.445	296.919	299.964	317.758
Poder Calorífico	GJ/sm3	0,03996	0,03991	0,03993	0,03992	0,03993	0,04001	0,03996	0,03994	0,03992	0,03990	0,03992
Energía Facturada	GJ	36.299,68	13.532,77	35.385,30	32.094,39	12.597,10	12.345,49	30.212,59	33.344,00	30.521,75	32.624,03	33.555,41
Valor Mínimo Diario	sm3/dia	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125

**FACTURACIÓN POR CONSUMO DE GAS NATURAL**

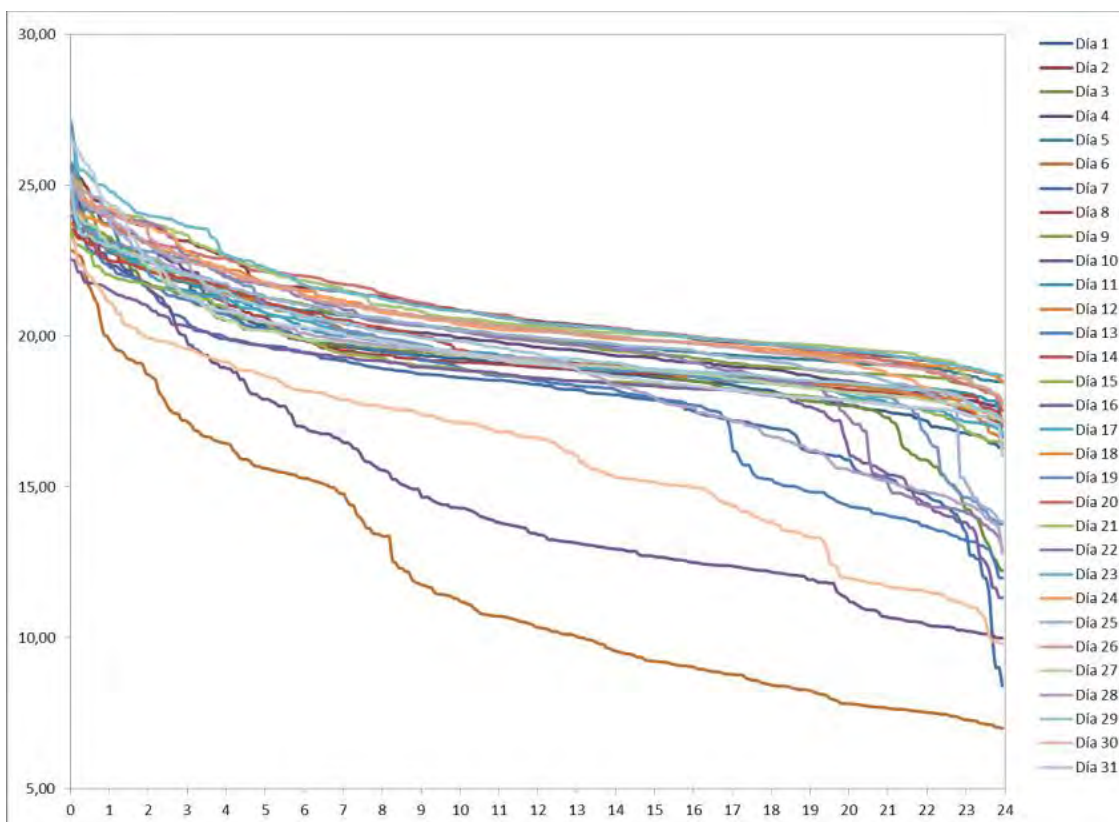
Cargo	Unidad	jul-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16
Costo del gas	S/.	365.461,50	137.735,19	363.354,00	338.907,08	128.128,20	120.533,98	300.980,85	322.703,23	286.672,44	309.044,22	316.434,27
Transporte	S/.	43.968,28	46.053,87	44.819,53	47.037,48	38.218,16	45.950,76	47.613,75	43.135,31	43.097,78	52.235,92	55.165,96
Distribución Otras Redes	S/.	39.794,82	38.927,62	38.048,75	38.667,98	36.966,12	38.604,03	39.101,79	38.885,47	37.773,66	36.624,37	38.928,05
Facturación (sin IGV)	S/.	216.281,54	219.513,90	218.443,29	217.828,17	217.652,29	214.492,44	203.064,14	199.464,13	198.049,26	196.110,14	213.415,27
Costo de Energía (sin IGV)	S./sm <sup>3</sup>	0,6646	0,6591	0,6620	0,6622	0,6899	0,6952	0,6652	0,6844	0,6670	0,6538	0,6716
	US\$/sm <sup>3</sup>	0,1996	0,1979	0,1988	0,1989	0,2072	0,2088	0,1998	0,2055	0,2003	0,1963	0,2017



### INFORMACIÓN DE GENERACIÓN DE VAPOR (CALDERAS)

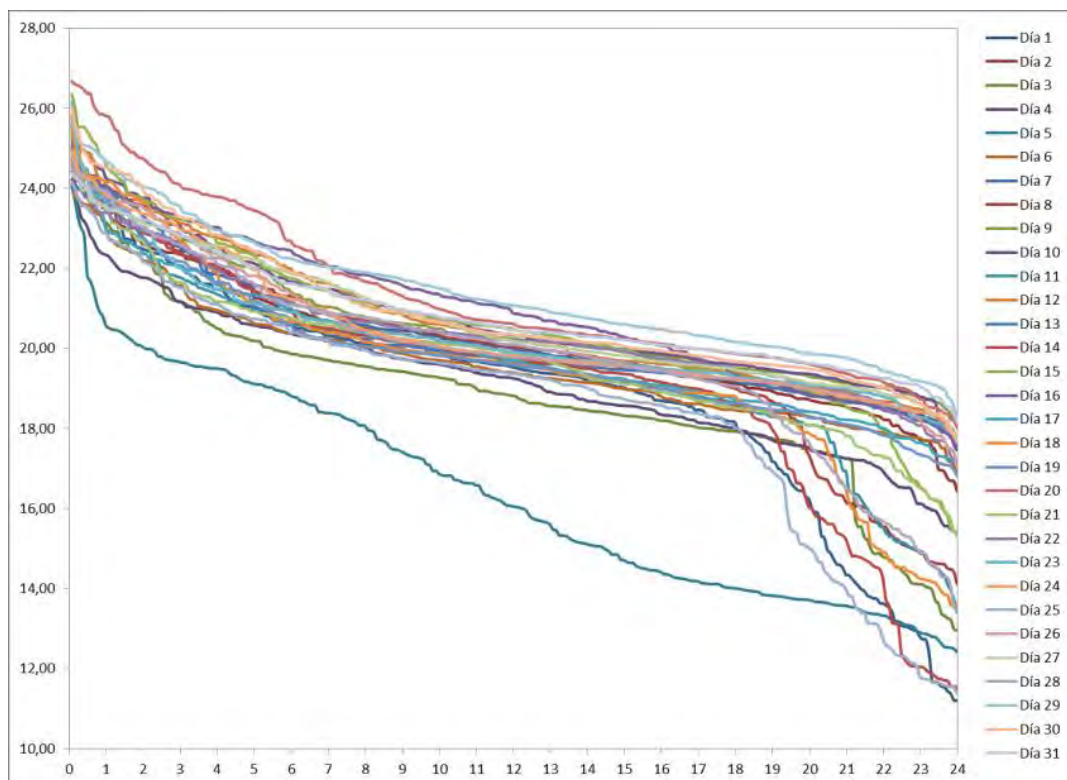
Características /Condiciones	Caldera 1	Caldera 2	Caldera 3
Fabricante	Cleaver Broks	Cleaver Broks	Cleaver Broks
Modelo	CB-600	CB-600	CB-600
Año de fabricación	1999	2006	1993
Potencia nominal (bhp)	800	800	800
Tipo de combustible	GN/R500	GN/R500	GN/R500
Presión de operación vapor (bar)	10	10	10
Temperatura de sobrecalentamiento (°C)*			
% retorno de condensado	0	50%	50%
Temperatura del condensado (°C)	0	85	85
Consumo promedio de combustible #	450	450	180
Generación promedio de vapor (t/h)	4.5	9.5	9.5
Programa operación diario (horas/días)	24/25	24/30	24/30
Programa operación semanal (días/semana)	6	7	7
Programa operación anual (semana/año)	52	49	49

### CURVAS DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE VAPOR (ENERO 2015)

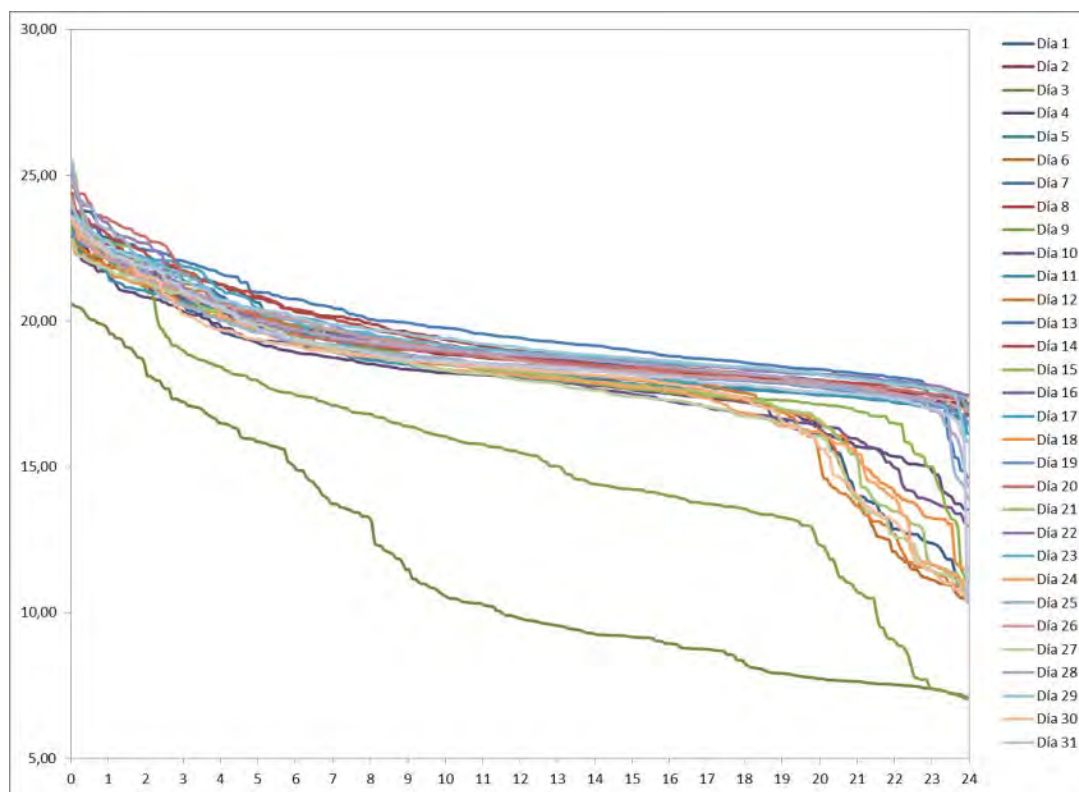


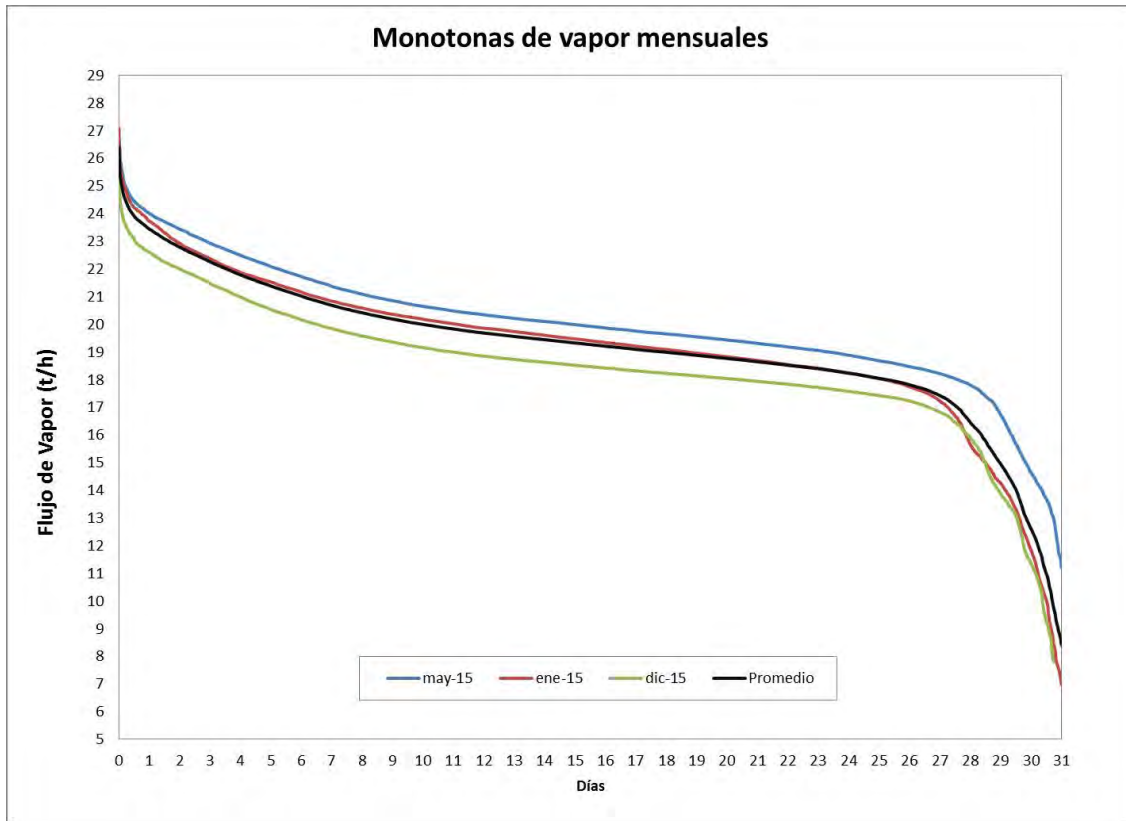


### CURVAS DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE VAPOR (MAYO 2015)



### CURVAS DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE VAPOR (DICIEMBRE 2015)



**CURVAS DE DURACIÓN DE LA DEMANDA DE VAPOR (MENSUAL)**



## ALTERNATIVAS DE COGENERACIÓN ANALIZADAS

Premisa	Fabricante	Modelo comercial	Potencia unitaria (MW)	Unidades	Potencia del sistema (MW)	Eficiencia eléctrica	C=E/V	REE	Vapor generado (t/h)	Inversión (US\$)
Solo cubre demanda eléctrica (A)	Kawasaki	M1A-17D	1,7	2	3,40	26,8%	0,49	0,68	10,6	5.660.137
	OPRA	OP16-3B	1,9	2	3,82	26,9%	0,49	0,68	11,8	6.184.963
	Solar	Centaur 40	3,5	1	3,52	27,9%	0,52	0,69	10,4	5.397.415
	Rolls-Royce	501-KB5	3,9	1	3,90	29,0%	0,55	0,70	10,9	5.831.034
Más eficiente energéticamente (B)	Kawasaki	M1A-17D	1,7	3	5,10	26,8%	0,49	0,68	15,9	8.449.705
	OPRA	OP16-3B	1,9	3	5,73	26,9%	0,49	0,68	17,8	9.236.945
	Solar	Centaur 40	3,5	2	7,03	27,9%	0,52	0,69	20,7	10.713.830
	Solar	Taurus 60	5,7	1	5,67	31,5%	0,62	0,72	14,0	7.832.457
	Solar	Taurus 65	6,3	1	6,30	32,9%	0,66	0,73	14,6	8.272.069
Máxima capacidad de exportación de EE (C)	Kawasaki	M1A-17D	1,7	6	10,20	26,8%	0,58	0,55	31,8	16.818.410
	OPRA	OP16-3B	1,9	5	9,55	26,9%	0,54	0,60	29,6	15.340.908
	Solar	Centaur 40	3,5	3	10,55	27,9%	0,60	0,58	31,1	16.030.246
	Rolls-Royce	501-KB5	3,9	3	11,69	29,0%	0,66	0,57	32,6	17.331.102
	Solar	Centaur 50	4,6	2	9,20	29,3%	0,56	0,70	25,3	13.302.258
	Rolls-Royce	501-KB7S	5,2	2	10,49	31,5%	0,62	0,72	25,9	14.834.943
	SIEMENS	SGT-100	5,4	2	10,80	31,0%	0,61	0,71	27,3	15.128.024
	Solar	Taurus 60	5,7	2	11,34	31,5%	0,64	0,69	28,0	15.583.914
	Solar	Taurus 65	6,3	2	12,60	32,9%	0,71	0,68	29,1	16.463.138
	SIEMENS	SGT-300	7,9	1	7,90	30,6%	0,59	0,72	20,4	9.525.000
	Solar	Taurus 70	8,0	2	15,93	34,3%	0,90	0,59	34,5	19.069.040
	GE	GE10-1	11,3	1	11,25	31,4%	0,64	0,70	27,9	12.221.068
	Solar	Mars 100	11,4	1	11,35	32,9%	0,66	0,73	26,2	12.846.497
	Perm Engine	GTU-12PG-2	12,3	1	12,30	32,6%	0,70	0,68	28,8	13.166.240
	SIEMENS	SGT-400	14,3	1	14,33	35,4%	0,81	0,69	29,5	14.964.691
	Solar	Titan 130	15,0	1	15,00	35,2%	0,85	0,65	31,2	16.171.504
GE	LM1800e-High	17,8	1	17,77	34,8%	1,00	0,57	37,6	19.223.842	
Solar	Titan 250	21,7	1	21,75	38,9%	1,23	0,60	38,4	22.328.552	





## ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LAS ALTERNATIVAS DE COGENERACIÓN

Premisa	Alternativas	Potencia del sistema (MW)	Horas de parada por mantenimiento de grupos (h/año)	Horas de operación al año (h/año)	EE Autogenerada (MWh/año)	Excedente de EE para venta (MWh/año)	Total EE Comprada a la red (MWh)	Vapor generado a 100% carga (t/h)	Déficit de vapor respecto a pico (t/h)	Consumo de GN del en la calderas (sm <sup>3</sup> )	Consumo de GN en generación (m <sup>3</sup> /año)
<b>(Caso A)</b> Solo cubre demanda eléctrica	A1	3,4	540	8220	27948	0	4825	10,60	16,49	6.330.662	10.193.353
	A2	3,8	540	8220	31400	0	1373	11,84	15,24	5.463.028	11.409.957
	A3	3,5	540	8220	28893	0	3880	10,35	16,73	6.506.592	10.122.646
	A4	3,9	540	8220	32033	0	740	10,86	16,22	6.147.970	10.797.056
<b>(Caso B)</b> Más eficiente energéticamente	B1	5,1	540	8220	41922	9236	88	15,90	11,19	2.712.963	15.290.029
	B2	5,7	540	8220	47101	14415	88	17,77	9,32	1.526.509	17.114.936
	B3	7,0	540	8220	57787	25101	88	20,71	6,38	434.957	20.245.292
	B4	5,7	540	8220	46607	13922	88	14,00	13,09	3.979.121	14.462.569
	B5	6,3	540	8220	51786	19100	88	14,56	12,52	3.600.971	15.385.711
<b>(Caso C)</b> Máxima capacidad de exportación de EE (C Max.)	C1	10,2	540	8220	83844	51158	88	31,79	0,00	195.659	30.580.058
	C2	9,6	540	8220	78501	45815	88	29,61	0,00	195.659	28.524.893
	C3	10,5	540	8220	86680	53994	88	31,06	0,00	195.659	30.367.938
	C4	11,7	540	8220	96100	63414	88	32,59	0,00	195.659	32.391.167
	C5	9,2	540	8220	75624	42938	88	25,27	1,82	196.142	25.228.599
	C6	10,5	540	8220	86228	53542	88	25,90	1,19	195.733	26.757.027
	C7	10,8	540	8220	88776	56090	88	27,31	0,00	195.659	27.992.068
	C8	11,3	540	8220	93215	60529	88	28,00	0,00	195.659	28.925.137
	C9	12,6	540	8220	103572	70886	88	29,13	0,00	195.659	30.771.423
	C10	7,9	540	8220	64946	32260	88	20,37	6,72	493.873	20.745.961
	C11	15,9	540	8220	130945	98259	88	34,53	0,00	195.659	37.315.957
	C12	11,3	540	8220	92475	59789	88	27,91	0,00	195.659	28.786.960
	C13	11,4	540	8220	93297	60611	88	26,24	0,85	195.672	27.718.702
	C14	12,3	540	8220	101106	68420	88	28,84	0,00	195.659	30.315.200
C15	14,3	540	8220	117760	85074	88	29,54	0,00	195.659	32.515.813	
C16	15,0	540	8220	123300	90614	88	31,21	0,00	195.659	34.239.036	
C17	17,8	540	8220	146053	113367	88	37,65	0,00	195.659	41.023.455	
C18	21,7	540	8220	178744	146058	88	38,41	0,00	195.659	44.914.104	



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 1: 01 turbina de gas Roll Royce 501 – KB5, 3,9 MW (Aparte 1)**

Flujo de caja	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>								
Combustible	US\$	2,464,153	2,566,489	2,679,569	2,726,919	2,751,373	2,805,531	2,840,374
Compra de E. Eléctrica	US\$	2,835,953	2,803,727	2,771,500	2,739,273	2,707,046	2,610,366	2,578,139
Operación y mantenimiento	US\$	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5,311,085</b>	<b>5,381,194</b>	<b>5,462,047</b>	<b>5,477,171</b>	<b>5,469,399</b>	<b>5,426,876</b>	<b>5,429,492</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>								
Compra de E. Eléctrica	US\$	64,202	63,473	62,743	62,014	61,284	59,095	58,366
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	0	0	0	0	0	0	0
Combustible generación	US\$	1,935,453	2,015,832	2,104,650	2,141,841	2,161,049	2,203,587	2,230,954
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	1,659,181	1,728,086	1,804,226	1,836,109	1,852,574	1,889,040	1,912,501
Operación y mantenimiento	US\$	285,037	285,037	285,037	285,037	285,037	285,037	285,037
Contrato por seguridad de suministro	US\$	183,060	183,330	183,600	183,600	183,870	184,140	184,140
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>4,126,933</b>	<b>4,275,758</b>	<b>4,440,257</b>	<b>4,508,600</b>	<b>4,543,814</b>	<b>4,620,899</b>	<b>4,670,997</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>1,184,152</b>	<b>1,105,436</b>	<b>1,021,791</b>	<b>968,571</b>	<b>925,585</b>	<b>805,977</b>	<b>758,495</b>
Depreciación	US\$	-583,103	-583,103	-583,103	-583,103	-583,103	-583,103	-583,103
Intereses	US\$	-559,779	-527,881	-492,154	-452,141	-407,326	-357,133	-300,916
Utilidad antes de impuestos	US\$	41,269	-5,548	-53,467	-66,673	-64,844	-134,259	-125,525
Impuestos (30%)	US\$	12,381	-1,664	-16,040	-20,002	-19,453	-40,278	-37,657
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>1,196,532</b>	<b>1,103,771</b>	<b>1,005,751</b>	<b>948,569</b>	<b>906,131</b>	<b>765,699</b>	<b>720,838</b>
Principal de la deuda	US\$	-265,821	-297,720	-333,446	-373,460	-418,275	-468,468	-524,684
Pago total de la deuda	US\$	-825,601	-825,601	-825,601	-825,601	-825,601	-825,601	-825,601
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>930,711</b>	<b>806,052</b>	<b>672,305</b>	<b>575,109</b>	<b>487,856</b>	<b>297,232</b>	<b>196,154</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>930,711</b>	<b>1,736,763</b>	<b>2,409,067</b>	<b>2,984,176</b>	<b>3,472,033</b>	<b>3,769,264</b>	<b>3,965,418</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



### FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 1: 01 turbina de gas Roll Royce 501 – KB5, 3,9 MW (Aparte 2)

Flujo de caja	Unidad	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>									
Combustible	US\$	2,877,638	2,949,570	2,949,137	2,950,054	2,964,769	2,957,671	2,957,671	2,957,671
Compra de E. Eléctrica	US\$	2,513,686	2,481,459	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006
Operación y mantenimiento	US\$	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5,402,303</b>	<b>5,442,008</b>	<b>5,377,121</b>	<b>5,378,039</b>	<b>5,392,754</b>	<b>5,385,655</b>	<b>5,385,655</b>	<b>5,385,655</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>									
Compra de E. Eléctrica	US\$	56,907	56,177	54,718	54,718	54,718	54,718	54,718	54,718
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustible generación	US\$	2,260,223	2,316,721	2,316,381	2,317,101	2,328,660	2,323,084	2,323,084	2,323,084
Combustible en calderas (pisos y déficit)	US\$	1,937,592	1,986,026	1,985,734	1,986,352	1,996,260	1,991,480	1,991,480	1,991,480
Operación y mantenimiento	US\$	285,037	285,037	285,037	285,037	285,037	285,037	285,037	285,037
Contrato por seguridad de suministro	US\$	184,410	184,680	184,680	184,950	185,220	185,220	185,220	185,220
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>4,724,168</b>	<b>4,828,641</b>	<b>4,826,549</b>	<b>4,828,158</b>	<b>4,849,894</b>	<b>4,839,538</b>	<b>4,839,538</b>	<b>4,839,538</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>									
	US\$	678,135	613,367	550,572	549,881	542,860	546,117	546,117	546,117
Depreciación	US\$	-583,103	-583,103	-583,103	0	0	0	0	0
Intereses	US\$	-237,954	-167,437	-88,457	0	0	0	0	0
Utilidad antes de impuestos	US\$	-142,923	-137,173	-120,989	549,881	542,860	546,117	546,117	546,117
Impuestos (30%)	US\$	-42,877	-41,152	-36,297	164,964	162,858	163,835	163,835	163,835
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>635,258</b>	<b>572,216</b>	<b>514,275</b>	<b>714,845</b>	<b>705,718</b>	<b>709,952</b>	<b>709,952</b>	<b>709,952</b>
Principal de la deuda	US\$	-587,646	-658,164	-737,143	0	0	0	0	0
Pago total de la deuda	US\$	-825,601	-825,601	-825,601	0	0	0	0	0
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>47,612</b>	<b>-85,948</b>	<b>-222,868</b>	<b>714,845</b>	<b>705,718</b>	<b>709,952</b>	<b>709,952</b>	<b>709,952</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>4,013,030</b>	<b>3,927,082</b>	<b>3,704,214</b>	<b>4,419,059</b>	<b>5,124,777</b>	<b>5,834,729</b>	<b>6,544,681</b>	<b>7,254,633</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 2: 01 turbina de gas Solar Taurus 65 de 6,3 MW (Aparte 1)**

Flujo de caja	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>								
Combustible	US\$	2,464,153	2,566,489	2,679,569	2,726,919	2,751,373	2,805,531	2,840,374
Compra de E. Eléctrica	US\$	2,835,953	2,803,727	2,771,500	2,739,273	2,707,046	2,610,366	2,578,139
Operación y mantenimiento	US\$	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5,311,085</b>	<b>5,381,194</b>	<b>5,462,047</b>	<b>5,477,171</b>	<b>5,469,399</b>	<b>5,426,876</b>	<b>5,429,492</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>								
Compra de E. Eléctrica	US\$	7,596	7,510	7,424	7,337	7,251	6,992	6,906
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-1,005,940	-994,509	-983,078	-971,647	-960,215	-925,922	-914,491
Combustible generación	US\$	2,758,004	2,872,544	2,999,109	3,052,105	3,079,476	3,140,092	3,179,090
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	971,811	1,012,170	1,056,766	1,075,440	1,085,085	1,106,443	1,120,185
Operación y mantenimiento	US\$	443,058	443,058	443,058	443,058	443,058	443,058	443,058
Contrato por seguridad de suministro	US\$	183,060	183,330	183,600	183,600	183,870	184,140	184,140
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>3,357,589</b>	<b>3,524,103</b>	<b>3,706,879</b>	<b>3,789,894</b>	<b>3,838,524</b>	<b>3,954,803</b>	<b>4,018,887</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>								
	US\$	1,953,496	1,857,091	1,755,168	1,687,276	1,630,874	1,472,073	1,410,605
Depreciación	US\$	-827,207	-827,207	-827,207	-827,207	-827,207	-827,207	-827,207
Intereses	US\$	-794,119	-748,866	-698,184	-641,420	-577,844	-506,638	-426,889
Utilidad antes de impuestos	US\$	332,170	281,018	229,778	218,650	225,824	138,227	156,509
Impuestos (30%)	US\$	99,651	84,305	68,933	65,595	67,747	41,468	46,953
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>2,053,147</b>	<b>1,941,397</b>	<b>1,824,102</b>	<b>1,752,871</b>	<b>1,698,622</b>	<b>1,513,541</b>	<b>1,457,558</b>
Principal de la deuda	US\$	-377,102	-422,354	-473,036	-529,801	-593,377	-664,582	-744,332
Pago total de la deuda	US\$	-1,171,220	-1,171,220	-1,171,220	-1,171,220	-1,171,220	-1,171,220	-1,171,220
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>1,676,045</b>	<b>1,519,043</b>	<b>1,351,066</b>	<b>1,223,071</b>	<b>1,105,245</b>	<b>848,959</b>	<b>713,226</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>1,676,045</b>	<b>3,195,088</b>	<b>4,546,154</b>	<b>5,769,224</b>	<b>6,874,469</b>	<b>7,723,428</b>	<b>8,436,654</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 2: 01 turbina de gas Solar Taurus 65 de 6,3 MW (Aparte 2)**

Flujo de caja	Unidad	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>									
Combustible	US\$	2.877.638	2.949.570	2.949.137	2.950.054	2.964.769	2.957.671	2.957.671	2.957.671
Compra de E. Eléctrica	US\$	2.513.686	2.481.459	2.417.006	2.417.006	2.417.006	2.417.006	2.417.006	2.417.006
Operación y mantenimiento	US\$	10.979	10.979	10.979	10.979	10.979	10.979	10.979	10.979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5.402.303</b>	<b>5.442.008</b>	<b>5.377.121</b>	<b>5.378.039</b>	<b>5.392.754</b>	<b>5.385.655</b>	<b>5.385.655</b>	<b>5.385.655</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>									
Compra de E. Eléctrica	US\$	6.733	6.647	6.474	6.474	6.474	6.474	6.474	6.474
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-891.629	-880.197	-857.335	-857.335	-857.335	-857.335	-857.335	-857.335
Combustible generación	US\$	3.220.798	3.301.308	3.300.823	3.301.850	3.318.320	3.310.374	3.310.374	3.310.374
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	1.134.881	1.163.249	1.163.078	1.163.440	1.169.244	1.166.444	1.166.444	1.166.444
Operación y mantenimiento	US\$	443.058	443.058	443.058	443.058	443.058	443.058	443.058	443.058
Contrato por seguridad de suministro	US\$	184.410	184.680	184.680	184.950	185.220	185.220	185.220	185.220
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>4.098.252</b>	<b>4.218.745</b>	<b>4.240.778</b>	<b>4.242.437</b>	<b>4.264.980</b>	<b>4.254.235</b>	<b>4.254.235</b>	<b>4.254.235</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>1.304.051</b>	<b>1.223.264</b>	<b>1.136.343</b>	<b>1.135.602</b>	<b>1.127.774</b>	<b>1.131.420</b>	<b>1.131.420</b>	<b>1.131.420</b>
Depreciación	US\$	-827,207	-827,207	-827,207	0	0	0	0	0
Intereses	US\$	-337,569	-237,531	-125,488	0	0	0	0	0
Utilidad antes de impuestos	US\$	139,276	158,526	183,648	1,135,602	1,127,774	1,131,420	1,131,420	1,131,420
Impuestos (30%)	US\$	41,783	47,558	55,094	340,681	338,332	339,426	339,426	339,426
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>1,345,834</b>	<b>1,270,821</b>	<b>1,191,438</b>	<b>1,476,283</b>	<b>1,466,106</b>	<b>1,470,846</b>	<b>1,470,846</b>	<b>1,470,846</b>
Principal de la deuda	US\$	-833,651	-933,690	-1,045,732	0	0	0	0	0
Pago total de la deuda	US\$	-1,171,220	-1,171,220	-1,171,220	0	0	0	0	0
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>512,183</b>	<b>337,132</b>	<b>145,705</b>	<b>1,476,283</b>	<b>1,466,106</b>	<b>1,470,846</b>	<b>1,470,846</b>	<b>1,470,846</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>8,948,837</b>	<b>9,285,969</b>	<b>9,431,674</b>	<b>10,907,957</b>	<b>12,374,063</b>	<b>13,844,909</b>	<b>15,315,754</b>	<b>16,786,600</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 3: 01 turbina a gas Siemens SGT – 300 de 7,9 MW (Aparte 1)**

Proyección de Costo de los Energéticos	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>								
Combustible	US\$	2,464,153	2,566,489	2,679,569	2,726,919	2,751,373	2,805,531	2,840,374
Compra de E. Eléctrica	US\$	2,835,953	2,803,727	2,771,500	2,739,273	2,707,046	2,610,366	2,578,139
Operación y mantenimiento	US\$	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5,311,085</b>	<b>5,381,194</b>	<b>5,462,047</b>	<b>5,477,171</b>	<b>5,469,399</b>	<b>5,426,876</b>	<b>5,429,492</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>								
Compra de E. Eléctrica	US\$	7,596	7,510	7,424	7,337	7,251	6,992	6,906
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-1,699,040	-1,679,733	-1,660,426	-1,641,119	-1,621,811	-1,563,890	-1,544,582
Combustible generación	US\$	3,718,869	3,873,313	4,043,972	4,115,433	4,152,339	4,234,073	4,286,658
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	133,284	138,819	144,935	147,497	148,819	151,749	153,633
Operación y mantenimiento	US\$	548,340	548,340	548,340	548,340	548,340	548,340	548,340
Contrato por seguridad de suministro	US\$	183,060	183,330	183,600	183,600	183,870	184,140	184,140
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>2,892,109</b>	<b>3,071,579</b>	<b>3,267,845</b>	<b>3,361,088</b>	<b>3,418,808</b>	<b>3,561,404</b>	<b>3,635,094</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>2,418,976</b>	<b>2,309,615</b>	<b>2,194,202</b>	<b>2,116,083</b>	<b>2,050,591</b>	<b>1,865,472</b>	<b>1,794,398</b>
Depreciación	US\$	-952,500	-952,500	-952,500	-952,500	-952,500	-952,500	-952,500
Intereses	US\$	-914,400	-862,294	-803,935	-738,572	-665,367	-583,376	-491,547
Utilidad antes de impuestos	US\$	552,076	494,822	437,767	425,011	432,724	329,595	350,351
Impuestos (30%)	US\$	165,623	148,446	131,330	127,503	129,817	98,879	105,105
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>2,584,599</b>	<b>2,458,062</b>	<b>2,325,532</b>	<b>2,243,586</b>	<b>2,180,408</b>	<b>1,964,351</b>	<b>1,899,503</b>
Principal de la deuda	US\$	-434,219	-486,326	-544,685	-610,047	-683,253	-765,243	-857,072
Pago total de la deuda	US\$	-1,348,619	-1,348,619	-1,348,619	-1,348,619	-1,348,619	-1,348,619	-1,348,619
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>2,150,380</b>	<b>1,971,736</b>	<b>1,780,848</b>	<b>1,633,539</b>	<b>1,497,155</b>	<b>1,199,108</b>	<b>1,042,431</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>2,150,380</b>	<b>4,122,116</b>	<b>5,902,963</b>	<b>7,536,503</b>	<b>9,033,658</b>	<b>10,232,766</b>	<b>11,275,197</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 3: 01 Turbina a gas Siemens SGT – 300 de 7,9 MW ) (Aparte 2)**

Proyección de Costo de los Energéticos	Unidad	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>									
Combustible	US\$	2,877,638	2,949,570	2,949,137	2,950,054	2,964,769	2,957,671	2,957,671	2,957,671
Compra de E. Eléctrica	US\$	2,513,686	2,481,459	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006
Operación y mantenimiento	US\$	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5,402,303</b>	<b>5,442,008</b>	<b>5,377,121</b>	<b>5,378,039</b>	<b>5,392,754</b>	<b>5,385,655</b>	<b>5,385,655</b>	<b>5,385,655</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>									
Compra de E. Eléctrica	US\$	6,733	6,647	6,474	6,474	6,474	6,474	6,474	6,474
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-1,505,968	-1,486,660	-1,448,046	-1,448,046	-1,448,046	-1,448,046	-1,448,046	-1,448,046
Combustible generación	US\$	4,342,897	4,451,455	4,450,801	4,452,186	4,474,394	4,463,680	4,463,680	4,463,680
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	155,649	159,540	159,516	159,566	160,362	159,978	159,978	159,978
Operación y mantenimiento	US\$	548,340	548,340	548,340	548,340	548,340	548,340	548,340	548,340
Contrato por seguridad de suministro	US\$	184,410	184,680	184,680	184,950	185,220	185,220	185,220	185,220
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>3,732,061</b>	<b>3,864,001</b>	<b>3,901,766</b>	<b>3,903,469</b>	<b>3,926,744</b>	<b>3,915,646</b>	<b>3,915,646</b>	<b>3,915,646</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>1,670,242</b>	<b>1,578,007</b>	<b>1,475,356</b>	<b>1,474,569</b>	<b>1,466,010</b>	<b>1,470,009</b>	<b>1,470,009</b>	<b>1,470,009</b>
Depreciación	US\$	-952,500	-952,500	-952,500	0	0	0	0	0
Intereses	US\$	-388,699	-273,508	-144,495	0	0	0	0	0
Utilidad antes de impuestos	US\$	329,044	351,999	378,361	1,474,569	1,466,010	1,470,009	1,470,009	1,470,009
Impuestos (30%)	US\$	98,713	105,600	113,508	442,371	439,803	441,003	441,003	441,003
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>1,768,955</b>	<b>1,683,607</b>	<b>1,588,864</b>	<b>1,916,940</b>	<b>1,905,813</b>	<b>1,911,012</b>	<b>1,911,012</b>	<b>1,911,012</b>
Principal de la deuda	US\$	-959,921	-1,075,111	-1,204,124	0	0	0	0	0
Pago total de la deuda	US\$	-1,348,619	-1,348,619	-1,348,619	0	0	0	0	0
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>809,035</b>	<b>608,496</b>	<b>384,740</b>	<b>1,916,940</b>	<b>1,905,813</b>	<b>1,911,012</b>	<b>1,911,012</b>	<b>1,911,012</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>12,084,232</b>	<b>12,692,728</b>	<b>13,077,468</b>	<b>14,994,408</b>	<b>16,900,221</b>	<b>18,811,233</b>	<b>20,722,245</b>	<b>22,633,256</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA ADICIONAL: 03 turbinas de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW (5,1 MW en total) (Aparte 1)**

Proyección de Costo de los Energéticos	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>								
Combustible	US\$	2,464,153	2,566,489	2,679,569	2,726,919	2,751,373	2,805,531	2,840,374
Compra de E. Eléctrica	US\$	2,835,953	2,803,727	2,771,500	2,739,273	2,707,046	2,610,366	2,578,139
Operación y mantenimiento	US\$	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5,311,085</b>	<b>5,381,194</b>	<b>5,462,047</b>	<b>5,477,171</b>	<b>5,469,399</b>	<b>5,426,876</b>	<b>5,429,492</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>								
Compra de E. Eléctrica	US\$	7,596	7,510	7,424	7,337	7,251	6,992	6,906
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-486,439	-480,912	-475,384	-469,856	-464,328	-447,745	-442,218
Combustible generación	US\$	2,740,852	2,854,680	2,980,457	3,033,125	3,060,325	3,120,564	3,159,320
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	732,160	762,566	796,165	810,234	817,500	833,592	843,944
Operación y mantenimiento	US\$	364,146	364,146	364,146	364,146	364,146	364,146	364,146
Contrato por seguridad de suministro	US\$	183,060	183,330	183,600	183,600	183,870	184,140	184,140
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>3,541,375</b>	<b>3,691,320</b>	<b>3,856,408</b>	<b>3,928,586</b>	<b>3,968,764</b>	<b>4,061,689</b>	<b>4,116,238</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>								
	US\$	1,769,710	1,689,874	1,605,639	1,548,585	1,500,635	1,365,188	1,313,254
Depreciación	US\$	-844,971	-844,971	-844,971	-844,971	-844,971	-844,971	-844,971
Intereses	US\$	-811,172	-764,948	-713,177	-655,194	-590,252	-517,518	-436,056
Utilidad antes de impuestos	US\$	113,567	79,956	47,492	48,421	65,412	2,699	32,228
Impuestos (30%)	US\$	34,070	23,987	14,247	14,526	19,624	810	9,668
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>1,803,780</b>	<b>1,713,860</b>	<b>1,619,886</b>	<b>1,563,111</b>	<b>1,520,258</b>	<b>1,365,997</b>	<b>1,322,923</b>
Principal de la deuda	US\$	-385,200	-431,423	-483,194	-541,178	-606,119	-678,853	-760,316
Pago total de la deuda	US\$	-1,196,371	-1,196,371	-1,196,371	-1,196,371	-1,196,371	-1,196,371	-1,196,371
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>1,418,580</b>	<b>1,282,437</b>	<b>1,136,692</b>	<b>1,021,934</b>	<b>914,140</b>	<b>687,144</b>	<b>562,607</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>1,418,580</b>	<b>2,701,017</b>	<b>3,837,710</b>	<b>4,859,643</b>	<b>5,773,783</b>	<b>6,460,927</b>	<b>7,023,534</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



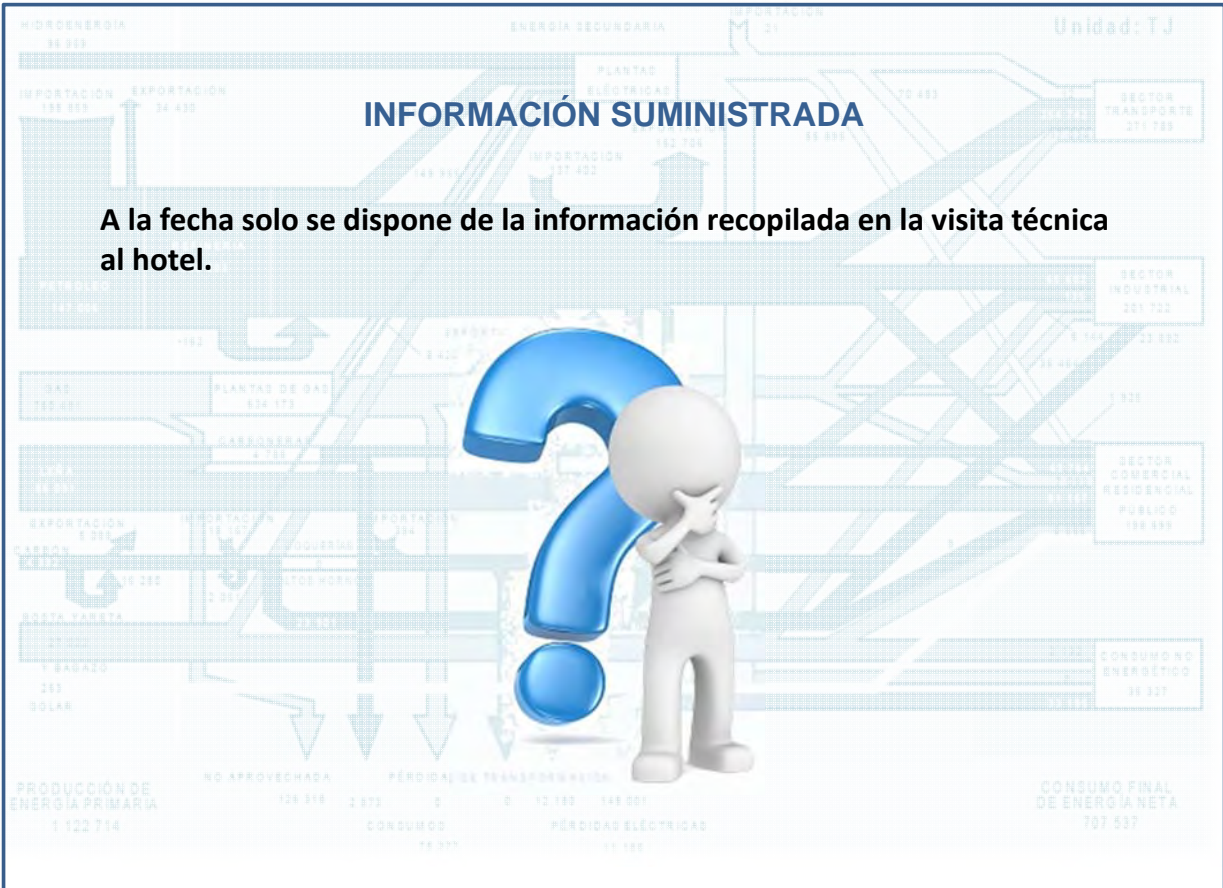


CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

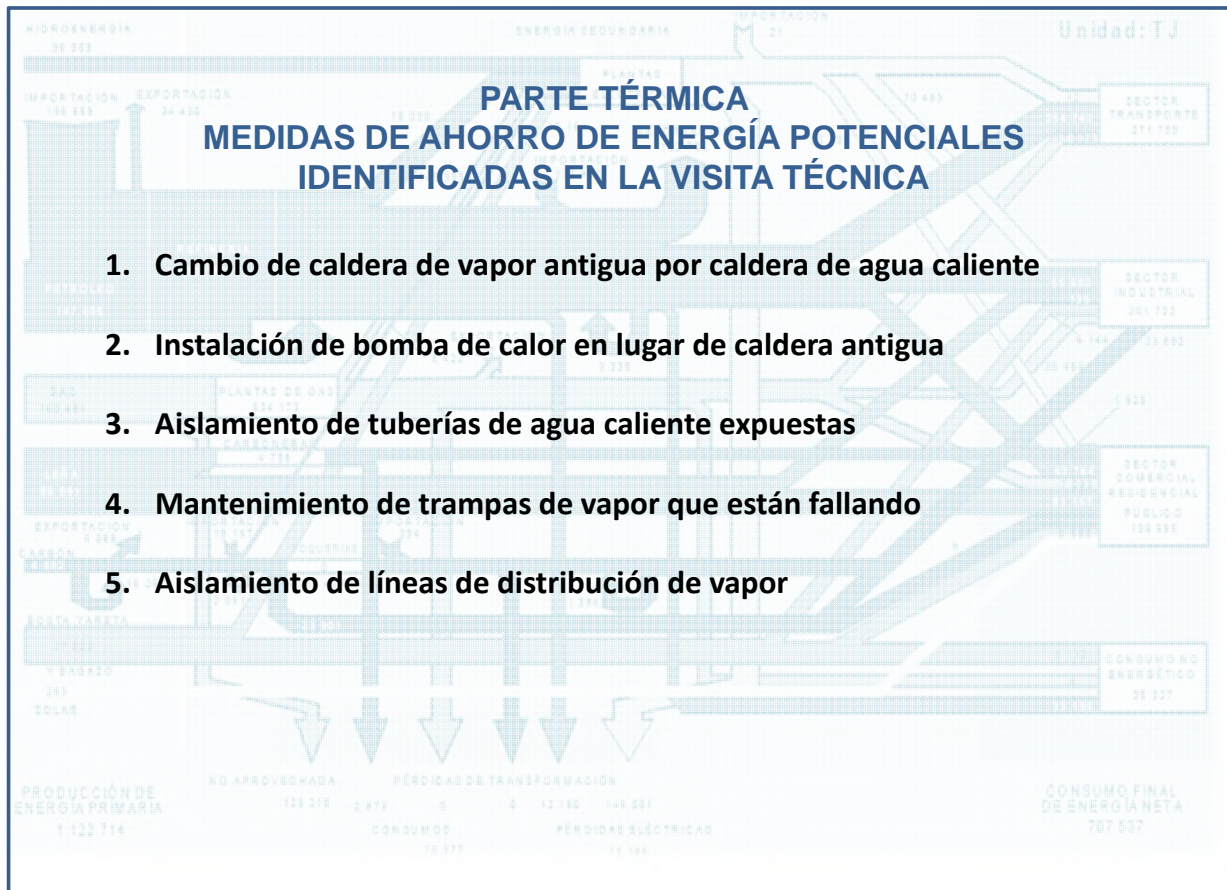
**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 3: 03 turbinas de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW (5,1 MW en total) (Aparte 2)**

Proyección de Costo de los Energéticos	Unidad	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>									
Combustible	US\$	2,877,638	2,949,570	2,949,137	2,950,054	2,964,769	2,957,671	2,957,671	2,957,671
Compra de E. Eléctrica	US\$	2,513,686	2,481,459	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006	2,417,006
Operación y mantenimiento	US\$	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979	10,979
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>5,402,303</b>	<b>5,442,008</b>	<b>5,377,121</b>	<b>5,378,039</b>	<b>5,392,754</b>	<b>5,385,655</b>	<b>5,385,655</b>	<b>5,385,655</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>									
Compra de E. Eléctrica	US\$	6,733	6,647	6,474	6,474	6,474	6,474	6,474	6,474
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-431,162	-425,634	-414,579	-414,579	-414,579	-414,579	-414,579	-414,579
Combustible generación	US\$	3,200,768	3,280,777	3,280,295	3,281,316	3,297,683	3,289,787	3,289,787	3,289,787
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	855,016	876,389	876,260	876,533	880,905	878,796	878,796	878,796
Operación y mantenimiento	US\$	364,146	364,146	364,146	364,146	364,146	364,146	364,146	364,146
Contrato por seguridad de suministro	US\$	184,410	184,680	184,680	184,950	185,220	185,220	185,220	185,220
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>4,179,912</b>	<b>4,287,005</b>	<b>4,297,277</b>	<b>4,298,840</b>	<b>4,319,850</b>	<b>4,309,845</b>	<b>4,309,845</b>	<b>4,309,845</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>1,222,391</b>	<b>1,155,003</b>	<b>1,079,844</b>	<b>1,079,199</b>	<b>1,072,904</b>	<b>1,075,811</b>	<b>1,075,811</b>	<b>1,075,811</b>
Depreciación	US\$	-844,971	-844,971	-844,971	0	0	0	0	0
Intereses	US\$	-344,818	-242,631	-128,183	0	0	0	0	0
Utilidad antes de impuestos	US\$	32,603	67,401	106,691	1,079,199	1,072,904	1,075,811	1,075,811	1,075,811
Impuestos (30%)	US\$	9,781	20,220	32,007	323,760	321,871	322,743	322,743	322,743
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>1,232,172</b>	<b>1,175,224</b>	<b>1,111,852</b>	<b>1,402,959</b>	<b>1,394,775</b>	<b>1,398,554</b>	<b>1,398,554</b>	<b>1,398,554</b>
Principal de la deuda	US\$	-851,553	-953,740	-1,068,189	0	0	0	0	0
Pago total de la deuda	US\$	-1,196,371	-1,196,371	-1,196,371	0	0	0	0	0
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>380,619</b>	<b>221,484</b>	<b>43,663</b>	<b>1,402,959</b>	<b>1,394,775</b>	<b>1,398,554</b>	<b>1,398,554</b>	<b>1,398,554</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>7,404,153</b>	<b>7,625,637</b>	<b>7,669,300</b>	<b>9,072,258</b>	<b>10,467,034</b>	<b>11,865,588</b>	<b>13,264,141</b>	<b>14,662,695</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.







**Cambio de caldera de vapor antigua por caldera de agua caliente**

Se está cambiando una de las calderas antiguas de 80 BHP por una de 40 BHP.

Las calderas consumen combustible Diesel y por la normativa no se puede cambiar a ningún combustible gaseoso (GLP o gas natural).

Se propone que la caldera que queda, se cambie por una de agua caliente, ya que se estima que el vapor de la nueva caldera de 40 BHP, suplirá la demanda de las lavadoras, secadoras, calandria, plancha de vapor y otros.



HIDROENERGÍA 35 325  
 ENERGÍA SECUNDARIA 21  
 Unidad: T.J

IMPORTACIÓN 152 515 EXPORTACIÓN 34 432  
 18 031  
 149 951 IMPORTACIÓN 137 482

### Instalación de bomba de calor en lugar de caldera antigua



Esta alternativa es similar a la anterior, pero en vez de la caldera de vapor a cambiar, se instalará una bomba de calor.

Igual que en caso anterior, la caldera que queda, suplirá la demanda de las lavadoras, secadoras, calandria, plancha de vapor y otros.

SECTOR INDUSTRIAL 301 723  
 SECTOR INDUSTRIAL PÚBLICO 116 692  
 CONSUMO ENERGÉTICO 35 327  
 CONSUMO FINAL DE ENERGÍA NETA 787 537

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA 1 122 714  
 NO APROVECHADA 124 318  
 PÉRDIDAS DE TRANSFORMACIÓN 2 874  
 CONSUMO 79 377  
 PÉRDIDAS ELÉCTRICAS 11 186

HIDROENERGÍA 35 325  
 ENERGÍA SECUNDARIA 21  
 Unidad: T.J

IMPORTACIÓN 152 515 EXPORTACIÓN 34 432  
 18 031  
 149 951 IMPORTACIÓN 137 482

### Aislamiento de tuberías de agua caliente expuestas



La inspección Termográfica, nos muestra que hay tuberías sin aislamiento, por donde se están produciendo pérdidas de energía.

A partir de estos datos se puede cuantificar la pérdida de calor y hallar su equivalencia en combustible.


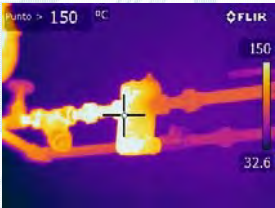
SECTOR INDUSTRIAL 301 723  
 SECTOR INDUSTRIAL PÚBLICO 116 692  
 CONSUMO ENERGÉTICO 35 327  
 CONSUMO FINAL DE ENERGÍA NETA 787 537


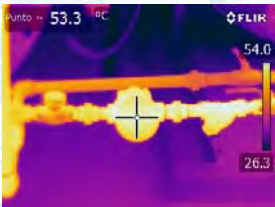
PR  
 EN


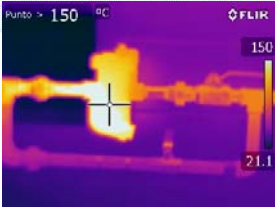


Unidad: T.J

## Mantenimiento de trampas de vapor que están fallando

**La inspección Termográfica, nos muestra que hay trampas de vapor que pueden necesitar mantenimiento o ser cambiadas por unas nuevas.**

**A partir de estos datos se puede estimar las pérdidas de vapor y hallar su equivalencia en combustible.**

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA NETA  
767 537

Unidad: T.J

## Aislamiento de líneas de distribución de vapor










**La inspección Termográfica, nos muestra que hay tramos de tubería de vapor sin aislamiento.**

**A partir de estos datos se puede cuantificar la pérdida de calor y hallar su equivalencia en combustible.**

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA NETA  
767 537







**Reemplazo de los Sistemas de Aire Acondicionado por Más Eficientes**

**SISTEMAS ACTUALES**

Los requerimientos de aire acondicionado de los distintos ambientes del hotel vienen siendo cubiertos principalmente, por 4 tipos de sistemas diferentes:

- Equipos unitarios “Split decorativos” y todo contenido tipo “Ventana” en zonas administrativas y habitaciones de los huéspedes.
- Sistemas (“Chillers”) que usan un refrigerante secundario (agua) para su uso en manejadoras de aire y proveer aire frio a las habitaciones de los huéspedes.

**Se propone Reemplazo progresivo de los sistemas existentes de AA.CC., por equipos más eficientes, tomando en cuenta la propuesta de DAIKIN.**



## AHORRO ESTIMADO EN LOS SISTEMAS DE AIRE ACONDICIONADO POR DAIKIN

### FASE I:

Sistema Actual : 68 tn/hr Ventanas y Minisplit

Sistema Propuesto: 55 tn/hr VRV-IV

Inversión US\$ 213 160

Ahorro Energético Anual: 260 722 kWh (74%)

Costo Tarifario MT4: 0.10 US\$/kWh

Ahorro Económico: US\$ 29 072

Payback: 7.3 años

### FASE II:

Sistema Actual : 94 tn/hr Chiller

Sistema Propuesto: 100 tn/hr VRV-IV

Inversión US\$ 316 100

Ahorro Energético Anual: 309 888 kWh (65%)

Ahorro Económico: US\$ 33 989

Payback: 9.3 años



VRV-IV (29.3 IEER) Ahorro>50%

11

## 2. Reemplazo de Lámparas Fluorescentes de 36W por LED de 18W

### FASE I:

Sistema Actual : 68 tn/hr Ventanas y Minisplit

Sistema Propuesto: 55 tn/hr VRV-IV

Inversión US\$ 213 160

Ahorro Energético Anual: 260 722 kWh (74%)

Costo Tarifario MT4: 0.10 US\$/kWh

Ahorro Económico: US\$ 29 072

Payback: 7.3 años

### FASE II:

Sistema Actual : 94 tn/hr Chiller

Sistema Propuesto: 100 tn/hr VRV-IV

Inversión US\$ 316 100

Ahorro Energético Anual: 309 888 kWh (65%)

Ahorro Económico: US\$ 33 989

Payback: 9.3 años



VRV-IV (29.3 IEER) Ahorro>50%

12



## 2. Reemplazo de Lámparas Fluorescentes de 36W por LED de 18W

Descripción	Situación actual	Situación futura
	Fluorescentes 36W	Tubos LED 18W
Numero de luminarias	146	146
Potencia total instalada (kW)	5.84	2.92
Horas de operación por día	24	24
Carga energética anual (kWh, 360 días)	51158.4	25579.2
Ahorro energético anual (kWh)		<b>25579.2</b>
Ahorro energético (%)		<b>50%</b>

Ahorro anual kWh	25579.2
Costo unitario US\$/kWh US\$/kW	0.09
Ahorro anual US\$	2302.1

Inversión	
Cantidad	146
Costo unitario en US\$	32.3
Inversión Total	4715.8
Reposición anual	146
Ahorro anual incluido reposición anual	2448
Periodo de retorno de la inversión simple en meses	23

13

## 3. Reemplazo de Lámparas Dicroicas de 50W por LED de 7W

Descripción	Situación actual	Situación futura
	Dicroicas 50 W	LED 7W
Numero de luminarias	1608	1608
Potencia total instalada (kW)	80.4	11.3
Horas de operación por día	3	3
Carga energética anual (kWh, 360 días)	88038	12325
Ahorro energético anual (kWh)		<b>75713</b>
Ahorro energético (%)		<b>86%</b>

Ahorro anual kWh	75712.68
Costo unitario US\$/kWh US\$/kW	0.09
Ahorro anual US\$	6814

Inversión	
Cantidad	1608
Costo unitario en US\$	10
Inversión Total	16080
Reposición anual	804
Ahorro anual incluido reposición anual	7618
Periodo de retorno de la inversión simple en meses	25

14



#### 4. Implementación de un Sistema de Compensación Reactiva

De acuerdo a los datos estadísticos de consumo de energía y potencia (Ver Cuadro ADJUNTO) Estadísticas de facturación de energía eléctrica – Año 2015, se tiene los siguientes parámetros:

Máxima Demanda distribución promedio = 381 kW.

Factor de potencia promedio = 0.93

Pago mensual promedio por energía reactiva: US\$ 225.00

Factor de carga estimado = 0.73

Factor de potencia deseado = 0.98

**Capacidad del banco de condensadores : 75 kVAR**

**Costo del Bco. Condensadores de 70 US\$/kVAR**

**INVERSIÓN : US\$ 5250.00**

**PAYBACK = 23 meses**

#### 4. Implementación de un Sistema de Compensación Reactiva

QpotactG	QpotactD	Qtoteneact	Qenerea	Qleida	fdp	Sfactot
356.4	357.3	161358	16740.6	65148	0.93	41289.39
<b>417</b>	387.6	209064	29188.8	91908	0.92	53274.04
<b>430.2</b>	423.6	188712	26810.4	83424	0.91	51006.44
411	423.6	187272	23762.4	79944	0.92	50044.82
337.8	423.6	163290	15645	64632	0.93	45236.36
328.8	423.6	156120	14580	61416	0.93	44167.99
297.6	423.6	138642	10661.4	52254	0.94	40969.97
267.6	420.6	128448	9171.6	47706	0.94	38781.24
305.4	374.4	144024	10552.8	53760	0.94	43190.55
294	333.3	143754	11635.8	54762	0.93	42398
301.8	317.1	150210	15093	60156	0.93	43621.63
325.8	315.6	146058	19200.6	63018	0.92	44462.72
334.8	330.3	146880	23514	67578	0.91	46144.75
<b>PROMEDIO</b>	<b>381</b>	<b>158756</b>	<b>17427</b>	<b>65054</b>	<b>0.93</b>	<b>44968</b>



**CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE**

**Gracias por su Atención**







**CENERGIA**

**CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL  
AMBIENTE**



**ESTUDIO DE AUDITORÍA ENERGÉTICA  
A LAS INSTALACIONES DE LAIVE S.A.**

**INFORME**

San Borja, Octubre de 2016



## CONTENIDO

1	RESUMEN EJECUTIVO .....	5
2	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN .....	8
2.1	IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA .....	8
2.2	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN Y PROCESOS PRODUCTIVOS .....	8
3	SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y ENERGÍA TÉRMICA	11
3.1	SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	11
3.2	PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	12
3.3	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	12
3.4	BANCO DE CONDENSADORES .....	13
4	ANÁLISIS ENERGÉTICO ACTUAL DE LA INSTALACIÓN.....	14
	EVALUACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	14
3.1.1	Planta Lácteos .....	14
3.1.2	Planta Cárnicos .....	16
3.1.3	Planta UHT .....	18
	ANÁLISIS DE LOS REGISTROS DE POTENCIA O DIAGRAMAS DE CARGA .....	21
	Planta Lácteos .....	21
	Planta Cárnicos .....	24
	Planta UHT .....	26
5	DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE LAS MEJORAS.....	28
	INCREMENTO DE LA COMPENSACIÓN REACTIVA – LÁCTEOS Y UHT .....	28
	PROYECTO DE REINGENIERÍA EN SISTEMA DE REFRIGERACIÓN .....	31
	REEMPLAZO DE LÁMPARAS FLUORESCENTES DE 36W Y 18W POR LÁMPARAS LED DE 18W Y 9W .....	37
	REEMPLAZO DE LÁMPARAS HALOGENURO METÁLICO DE 400W POR LÁMPARAS DE INDUCCIÓN MAGNÉTICA DE 200W .....	41
5.5	PROPUESTA DE MEJORA DEL CONTRATO TARIFARIO: REDUCCIÓN DEL CARGO DE POTENCIA EN HORAS PUNTA.....	46
5.6	PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN.....	47
5.6.1	Objetivo.....	47
5.6.2	Metodología del Estudio .....	47
5.6.3	Situación de referencia .....	48
5.6.4	Implementación del Sistema de Cogeneración .....	49
5.6.5	Resultados de la evaluación.....	52
5.6.6	Estudio Normativo .....	53
5.6.7	Comparación económica de alternativas .....	53
5.6.8	Alternativa Seleccionada .....	53
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	54
6.1	CONCLUSIONES .....	54
6.2	RECOMENDACIONES .....	55



# **ANEXOS**

## **ANEXO A**

### **CUADROS Y GRÁFICOS**

Cuadro N° 1A	Estadística de Facturación – Año 2015/2016 – Planta Lácteos
Cuadro N° 1B	Análisis de Alternativas de Cambio Tarifario – Planta Lácteos
Cuadro N° 2A	Estadística de Facturación – Año 2015/2016 – Planta Cárnicos
Cuadro N° 2B	Análisis de Alternativas de Cambio Tarifario – Planta Cárnicos
Cuadro N° 3A	Estadística de Facturación – Año 2015/2016 – Planta UHT
Cuadro N° 3B	Análisis de Alternativas de Cambio Tarifario – Planta UHT



## Lista de Cuadros

Cuadro N° 2.1: Relación de Suministros – Planta Industrial LAIVE .....	11
Cuadro N° 2.2: Relación de Grupos Electrónicos – Planta LAIVE S.A. ....	11
Cuadro N° 2.3: Relación de Subestaciones de Distribución – Planta LAIVE S.A. ....	12
Cuadro N° 2.4: Relación de Bancos de Condensadores – Planta LAIVE S.A. ....	13
Cuadro N° 3.1: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica – Lácteos .....	14
Cuadro N° 3.2: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica - Cárnicos .....	16
Cuadro N° 3.3: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica – UHT .....	19
Cuadro N° 3.4: Resumen de Mediciones – Semana de la Máxima Demanda .....	22
Cuadro N° 3.5: Resumen de Mediciones - Días Semana de Máxima Demanda .....	24
Cuadro N° 3.6: Resumen de Mediciones Totalizador Planta UHT- Semana de Máxima Demanda.....	26
Cuadro N° 4.1: Parque de Lámparas Fluorescentes que Operan >12 horas .....	38
Cuadro N° 4.2: Parque de Lámparas de Halogenuro Metálico de 400W que Operan 24 horas	42
Cuadro N° 4.3: Parque de Lámparas de Halogenuro Metálico de 400W que Operan más de 11 horas .....	43
Cuadro N° 4.4: Evaluación de los Ahorros Potenciales por Modificar Contrato Tarifario .....	46
Cuadro N° 4.5: Premisas de Diseño del Sistema de Cogeneración .....	50
Cuadro N° 4.6: Tarifas Proyectadas.....	51
Cuadro N° 4.7: Alternativas Consideradas y Nivel de Inversión .....	52
Cuadro N° 4.8: Cálculo de los indicadores REE y C para las alternativas consideradas.....	53
Cuadro N° 4.9: Cálculo de los Principales Indicadores Económicos para cada Alternativa.....	53

## Lista de Figuras

Figura N° 3.1: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta LACTEOS .....	15
Figura N° 3.2: Evolución de la Máxima Demanda (kW) – Planta LACTEOS .....	16
Figura N° 3.3: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta CARNICOS .....	17
Figura N° 3.4: Evolución de la Máxima Demanda (kW.h) – Planta CARNICOS .....	18
Figura N° 3.5: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta UHT .....	20
Figura N° 3.6: Evolución de la Máxima Demanda (kW) – Planta UHT .....	21
Figura N° 3.7: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Planta Lácteos .....	23
Figura N° 3.8: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Planta Cárnicos.....	25
Figura N° 3.9: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda – Planta UHT.....	27



## 1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe, contiene los resultados de la auditoría energética realizada a la planta productiva de la empresa LAIVE S.A.

LAIVE S.A. es una empresa agroindustrial, que se desenvuelve en el sector de alimentos, productos lácteos (yogurt, queso, leche y mantequilla), carne (jamones, jamonadas, salchichas y carne de cerdo), leche UHT, zumos y embalajes.

La auditoría incluyó las siguientes actividades:

- Encuesta de campo cuyo objetivo era recopilar información relacionada con el consumo de energía y equipos características.
- Análisis e identificación de mejoras energéticas.
- Elaboración del informe de auditoría.

### Resultados principales

#### A) AHORRO DE ENERGÍA

En la tabla siguiente, se muestra el potencial de ahorro en la planta de LAIVE.

MEJORAS	AHORRO DE POTENCIA			AHORRO DE ENERGÍA				AHORRO ECONÓMICO TOTAL US \$	INVERSIÓN US \$	PAYBACK Meses
	kW	%	US \$	kWh	%	%CATEGORÍA	US \$			
1. Aumento compensación reactiva - Lácteos y UHT								13.920	19.260	17
2. Proyecto de reingeniería en el sistema de refrigeración (*)								102.211	200.000	23
3. Sustitución de lámparas fluorescentes de 36 y 18 W por lámparas Led de 18 W y 9 W				118.930	0,36%	50,0%	11.180	11.180	23.660	25
4. Sustitución de lámparas de halogenuros metálicos de 400 w por lámparas de inducción magnética de 200 w				628.560	1,91%	50,0%	59.786	59.786	133.700	27
5. Mejora en la tarifa del contrato con Luz del Sur: reducción de la carga de potencia en horas pico	465,0	10,5%	84.123					84.123	7.000	1
<b>AHORRO TOTAL</b>	<b>465,0</b>	<b>10,5</b>	<b>84.123</b>	<b>747.490</b>	<b>2,3</b>	<b>50,0</b>	<b>70.966</b>	<b>187.097</b>	<b>376.620</b>	<b>24</b>

NOTA: (\*) Se ha considerado una inversión diferencial de US \$ 200.000 (según la inversión total Mayekawa-Mycorn en equipos de refrigeración es de 2 millones de US \$), con respecto a un equipo menos eficiente disponible en el mercado (cuya inversión es 10% menor en comparación con la más eficiente).

Los porcentajes de ahorro están relacionados con los siguientes valores:

Consumo total de energía activa - 2015: 32.866.200 kWh

Máxima Demanda de energía registrada en Horas Pico: 4422 kW

Facturación de energía y demanda pico - 2015: 2.654.796 US \$

Tipo de Cambio: 3,3 S//US \$

% CATEGORÍA: Este porcentaje se basa en el ahorro de energía sobre el consumo de los equipos para reemplazar.

% Ahorro	
Energía	2%
Potencia	11%
Económico	7%

#### B) PLANTA DE COGENERACIÓN

La opción de cogeneración incluye consiste en una planta de energía de 1,7 MW cuyos indicadores económicos se muestran en la siguiente tabla:



ALTERNATIVA	PLANTA ACTUAL			COGENERATION PLANT				AHORRO ECONÓMICO TOTAL (US\$)	INVERSIÓN (US\$)	PAYBACK (Años)
	Consumo Anual de Electricidad (MWh)	Consumo anual de combustible (Msm <sup>3</sup> )	Costo* (US\$/Año)	Autogeneración (MWh)	Energía exportada a la red (MWh)	Consumo anual de combustible (Msm <sup>3</sup> )	Costo* (US\$/Año)			
Kawasaki M1A-17D 1,7 MW (Alternativa 1)	9 094	3 767	1 816 381	13 974	4 880	5 097	1 075 427	740 954	2 864 892	4

(\*) Primer año.

## C) CONCLUSIONES

1. Se ha identificado potenciales ahorros en el reemplazo de lámparas fluorescentes de 36W y 18W, halogenuro metálico de 400W, por otros de mayor eficiencia, siendo el periodo de retorno de 2 a 3 años.
2. Con el fin de evitar los pagos por energía reactiva en las plantas de Lácteos y UHT, se debe ampliar la capacidad de la compensación reactiva en 140 kVAR y 180 kVAR respectivamente.
3. Se debe evaluar la factibilidad implementar los proyectos de eficiencia energética identificados en el diagnóstico por sus beneficios económicos y ambientales. Se recomienda realizar un estudio de Eficiencia Energética que permita cuantificar mejor los potenciales ahorros energéticos y económicos para la empresa y evaluar otras medidas de eficiencia energética como la administración de los energéticos
4. Asimismo, evaluar la viabilidad de modificar el contrato tarifario con respecto al periodo de Horas Punta para la potencia, para que sea el Coincidente con el SEIN, ya que representa beneficios económicos importantes para LAIVE. Asimismo, en una segunda etapa se recomienda instalar un sistema automático de control de la máxima demanda de potencia.
5. Con el fin de educar y concientizar al personal que labora en la planta en temas relacionados con el ahorro de la energía, se sugiere programar charlas y exposición de videos relacionados con el tema.
6. La alternativa más recomendable para la implementación de un sistema de cogeneración es la compuesta por turbina de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW, con su caldera de recuperación.
7. La alternativa de cogeneración seleccionada, posee un REE de 0,68 y un C de 0,49, lo que hace que califique como central de cogeneración; así también, demanda una Inversión de US\$ 2 864 892, que a lo largo de un periodo de análisis de 15 años nos da un VAN de US\$ 3 029 603 y una T.I.R. de 30,5%, con un periodo de retorno simple de la inversión de 4 años.





8. La alternativa de cogeneración seleccionada permitirán cubrir la totalidad de la demanda de energía eléctrica del suministro para la planta UHT y parcialmente la demanda de energía térmica (vapor) para toda la planta.

## **D) RECOMENDACIONES**

1. Durante la visita técnica se pudo observar que las lámparas de las naves de producción de las tres plantas mantienen encendidas las 24 horas, a pesar de tener techos translúcidos en lácteos y UHT, se debe mejorar el mantenimiento de los techos translúcidos y evaluar aumentar el área de dichos techos, para en lo posible evitar ser encendidas las lámparas durante el día.
2. De acuerdo a los resultados obtenidos, sería conveniente una evaluación del proyecto a nivel de pre-factibilidad; sin embargo, se debería realizar antes un estudio de eficiencia energética para poder determinar con exactitud los consumos energéticos y tener la situación de referencia optimizada, de esta manera se podrá obtener una mejor cuantificación de los beneficios del proyecto.
3. Para análisis futuros, se requiere que el personal de planta lleve a cabo un programa de monitoreo constante a lo largo del año, identificando los días de mayor carga térmica (en base a la producción) y consumo eléctrico, para ello deberán implementarse sistemas de medición y adquisición de datos, en los principales puntos de suministro.
4. Así mismo, para el diseño óptimo de la caldera de recuperación de calor (HRSG), es necesario conocer la curva de demanda de vapor de la planta, por esta razón es que se recomienda ejecutar un monitoreo de la demanda cada 15 min, no menor a un año.
5. Recomendaciones para el Sistema de Refrigeración:
  - a) Realizar los cambios de los sistemas de compresión por compresores modernos de pistón o de tornillo, de preferencia de los segundos.
  - b) Centralizar la carga de refrigeración de la mayor parte de los equipos de la planta.
  - c) Evitar consumo excesivo de agua ya que si bien el consumo en m<sup>3</sup> no afecta la facturación total por agua de la planta, en lo que le afecta es en el consumo de energía eléctrica por bombeo de la misma.
  - d) Optimizar las presiones de cada equipo de refrigeración en lo que se refiere al recalentamiento en el evaporador y el sub-enfriamiento en el condensador.
  - e) Todos los sistemas de preferencia deben trabajar con frío de alta calidad, es decir la temperatura de evaporación debe estar acorde con la temperatura



requerida, ya que sabemos que con una mayor presión de evaporación de aumenta la capacidad del equipo sin descuidar la temperatura de conservación del producto a enfriar el cual puede ser simplemente agua.

- f) Se deben levantar todas las observaciones que están originando en excesivo consumo de energía eléctrica, dichas observaciones están confirmadas con la experiencia, fotos y fotos termografías.

## 2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

---

### 2.1 IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

LAIVE S.A. es una empresa del sector agroindustrial, del ramo de fabricación de alimentos para consumo humano, Lácteos (Yogurt, refrescos, quesos, manjar y mantequilla), Cárnicos (Jamones, hot dog, chorizos, salchichas y chicharrón), UHT leches en caja, bolsa y jugos en caja.

Sus principales datos son:

- Nombre : LAIVE S.A.
- RUC : 20100095450
- Dirección : AV. NICOLAS DE PIEROLA NRO. 601  
FND. LA ESTRELLA
- Altura de ubicación (m.s.n.m.) : 150
- Nº empleados/obreros : 990.
- Régimen de trabajo : 3 turnos/día, 7 días/semana (Lu-do)

### 2.2 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN Y PROCESOS PRODUCTIVOS

Las instalaciones de LAIVE S.A., está conformada por 3 plantas: Lácteos, Cárnicos y UHT (Ultra High Temperature), los cuales se distribuyen en las siguientes áreas o Centro de costos:

**A) LACTEOS:** Se producen los siguientes productos:

1. Producción de Queso Fundido
2. Producción de Queso Parmesano rallado
3. Producción de Queso Crema
4. Producción de Yogurt



5. Producción de Leches Fermentadas
6. Producción de Queso Fresco
7. Producción de Quesos Rebanados
8. Envasado de Yogurt y refresco
9. Producción de Mantequilla
10. Producción de Crema de Leche
11. Producción de Manjar y Dulce de Leche

La línea de queso fundido, parmesano y mantequilla tiene un proceso de producción independiente de la producción de yogurt, queso fresco o manjar. El producto final de la producción de yogurt se divide en: Yogurt en botellita, Yogurt litro y yogurt en galoneras.

Sistemas Auxiliares:

12. Cámaras de Refrigeración
13. Agua helada
14. Aire comprimido
15. Calderos
16. Oficinas administrativas

**B) CARNICOS:** Se producen los siguientes productos:

1. Producción de Salchichas Cocidas
2. Producción de Salchichas Crudas
3. Producción de Jamonadas, Jamones y Tocino Ahumado
4. Producción de Chicharrón de Prensa
5. Producción de Cabanossi
6. Producción de Hamburguesa Precocida

Dentro de cada proceso de producción se tiene los siguientes subprocesos: Recepción de materia prima, insumos, almacenamiento, molienda, cocción, enfriamiento, preparación de materiales auxiliares, empaque, envasado y despacho.

Sistemas Auxiliares:

7. Cámaras de refrigeración
8. Sistema de Agua Helada
9. Aire Comprimido

**C) UHT:** Donde se produce los siguientes productos:



1. Elaboración de Leche evaporada en bolsa
2. Elaboración de Leche en caja
3. Elaboración de Jugo en Caja

Para la producción se tienen principalmente los siguientes subprocesos:

- 1.- Formulación
- 2.- Esterilización
- 3.- Envasado
- 4.- Empaquetado

Sistemas Auxiliares:

- 5.- Agua helada
- 6.- Sistema de tratamiento y distribución de agua
- 7.- Sistema de Aire comprimido para procesos industriales y control.

#### **D) OFICINAS Y OTROS:**

- 1.- Oficinas Administrativas, laboratorios, talleres y otros

En el proceso productivo se tiene, energéticos que son compartidos por los diferentes procesos y líneas de producción, tales como: Electricidad, Gas natural, GLP, Vapor y Agua.



### 3 SUMINISTRO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y ENERGÍA TÉRMICA

#### 3.1 SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El suministro actual de energía eléctrica a las Plantas Industriales de LAIVE, es proporcionado por la Empresa Distribuidora LUZ DEL SUR, a través de 3 suministros como cliente libre, como se muestra en el Cuadro N° 2.1.

**Cuadro N° 3.1: Relación de Suministros – Planta Industrial LAIVE**

N° SUMINISTRO	PLANTA	TARIFA	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	POTENCIA CONTRATADA (kW)
224719	Lácteos	MT1	10.0	1,200
739364	Cárnicos	MT1	10.0	950
1266703	UHT	MT1	22.9	1,670

Para el caso de interrupciones del suministro eléctrico en los 3 suministros, se cuenta con 4 grupos electrógenos, tal como se muestra en el Cuadro N° 2.2 se debe considerar que todos estos grupos abastecen en forma parcial la carga total de las plantas. Los Grupos consumen petróleo Diésel 2.

**Cuadro N° 3.2: Relación de Grupos Electrógenos – Planta LAIVE S.A.**

	UHT		CARNICOS	LACTEOS
	Grupo - 3	Grupo - 4	Grupo - 2	Grupo - 1
<b>Marca</b>	VOLVO PENTA	VOLVO PENTA	VOLVO PENTA	VOLVO PENTA
<b>Potencia</b>	480 kW / 600 KVA	604 kW / 755KVA	454 kW / 567.5 KVA	400 kW
<b>Cos Ø</b>	0.8	0.8	0.8	0.8
<b>Tensión</b>	230 Voltios	230 Voltios	230 Voltios	230 Voltios
<b>Frecuencia</b>	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz
<b>Velocidad</b>	1800 RPM	1800 RPM	1800 RPM	1800 RPM
<b>Fases</b>	3	3	3	3
<b>Estado</b>	Operativo	Operativo	Operativo	Operativo
<b>Arranque</b>	Manual	Manual	Manual	Manual



### 3.2 PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Con la tarifa actual como cliente libre con tarifa MT1, se tiene los siguientes costos promedio de energía para el año 2016.

**Año 2016**

Planta	Costo S/. / kW.h	Tipo de Cambio	Costo US\$ kW.h
Lácteos	0.2793	3.33	0.0839
Cárnicos	0.2989	3.33	0.0898
UHT	0.2657	3.33	0.0798
<b>Promedio</b>	<b>0.2813</b>	<b>3.33</b>	<b>0.0845</b>

### 3.3 DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el Cuadro N° 2.3 se muestra la relación de subestaciones de distribución de energía eléctrica en la Planta Industrial LAIVE S.A.

**Cuadro N° 3.3: Relación de Subestaciones de Distribución – Planta LAIVE S.A.**

	LACTEOS	CARNICOS		UHT
	SED – 1	SED – 2		SED – 3
<b>Marca</b>	ABB	ABB	ABB	DELACROSA
<b>Pot (KVA)</b>	1000	630	630	2000
<b>Tensión (KV)</b>	10/0.23	10/0.23	10/0.23	22.9/0.23
<b>Corriente (A)</b>	25/2510	36.4/1581.4	36.4/1581.4	50/5020
<b>Grupo de Conexión</b>	Dyn5	Dyn5	Dyn5	Dyn5
<b>Vcc (%)</b>		4.0	4.0	4.78
<b>Año de fabricación</b>				

Nota: SED: Subestaciones de Distribución

Del cuadro se tiene:

- La Planta Lácteos y Planta Cárnicos se alimentan en el nivel de tensión de 10 kV y la Planta UHT en 22.9 kV,
- La distribución en baja tensión en toda la Planta LAIVE S.A. es en 220 V.



### 3.4 BANCO DE CONDENSADORES

Con el fin de mejorar el factor de potencia y evitar el pago por energía reactiva, se tiene instalado bancos de condensadores automáticos tal como se muestra en el Cuadro N° 2.4.

**Cuadro N° 3.4: Relación de Bancos de Condensadores – Planta LAIVE S.A.**

	<b>LACTEOS</b>	<b>CARNICOS</b>	<b>UHT</b>
<b>Marca</b>	MERLYN G.	MERLYN G.	MERLYN G.
<b>kVAR</b>	210	150	<b>90+182+108=380</b>
<b>Etapas</b>	4 3 x 60 + 1 x 30	3 2 x 60 + 1 x 30	
<b>Tensión (Voltios)</b>	230	230	230
<b>Frecuencia Hz</b>	60	60	60



## 4 ANÁLISIS ENERGÉTICO ACTUAL DE LA INSTALACIÓN

Para determinar los niveles de los consumos actuales de energía eléctrica de las tres plantas de LAIVE S.A., se llevó a cabo la evaluación de la estadística de facturación y se procesaron la información de los registros de potencia cada 15 minutos de los medidores de energía de los tres suministros de LAIVE.

### EVALUACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Teniendo como fuente de información estadística los reportes de consumo de energía eléctrica proporcionada por LAIVE S.A. desde enero 2015 a junio de 2016 se tiene.

#### 3.1.1 Planta Lácteos

Del Cuadro Estadístico de Facturación, se resume lo siguiente:

**Cuadro N° 4.1: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica – Lácteos**

MES/CONCEPTO	MDL H.P kW	MD L. HFP kW	MD Fac. Gen. kW	E.A HP kWh	E.A HFP L kWh	E.A MES kWh	ER L. kVARh	ER Fac. kVARh	F.P	FACTURA S/.	FACTURA ER S/.
ene-15	743	823	823	64 926	306 210	371 136	111 341	0	0.96	96 857	
feb-15	939	994	994	88 486	396 637	485 123	151 149	5 612	0.95	126 548	218
mar-15	887	952	952	81 955	343 079	425 033	141 577	14 067	0.95	116 596	551
abr-15	911	960	960	83 045	383 218	466 262	158 605	18 727	0.95	124 043	734
may-15	844	867	867	74 398	343 427	417 824	134 661	9 314	0.95	117 093	371
jun-15	857	879	879	88 568	365 768	454 336	148 465	12 164	0.95	125 854	488
jul-15	856	879	879	82 577	358 321	440 898	139 113	6 843	0.95	126 601	277
ago-15	892	892	892	75 515	359 933	435 448	130 634	0	0.96	128 816	
sep-15	938	917	917	85 639	367 049	452 688	149 186	13 380	0.95	146 029	539
oct-15	889	905	905	83 742	370 892	454 634	144 288	7 898	0.95	121 221	377
nov-15	904	910	910	85 068	357 667	442 735	153 729	20 908	0.94	120 442	997
dic-15	954	935	954	79 751	373 364	453 115	151 966	16 032	0.95	125 451	793
ene-16	971	962	971	84 195	378 701	462 896	154 801	15 933	0.95	133 205	799
feb-16	977	974	977	88 248	380 017	468 265	164 072	23 592	0.94	132 669	1183
mar-16	1 038	1 008	1 038	92 891	445 656	538 547	192 650	31 086	0.94	147 093	1610
abr-16	1 006	1 022	1 022	95 126	410 186	505 312	187 935	36 341	0.94	136 253	1793
may-16	997	1 022	1 022	86 927	378 502	465 428	171 522	31 893	0.94	131 528	1562
jun-16	934	1 022	1 022	83 114	366 374	449 489	166 779	31 933	0.94	123 883	1564
<b>PROMEDIO MENSUAL</b>	<b>919</b>	<b>940</b>	<b>944</b>	<b>83 565</b>	<b>371 389</b>	<b>454 954</b>	<b>152 915</b>	<b>16 429</b>	<b>0.95</b>	<b>126 677</b>	<b>866</b>
<b>MAXIMO MENSUAL</b>	<b>1 038</b>	<b>1 022</b>	<b>1 038</b>	<b>95 126</b>	<b>445 656</b>	<b>538 547</b>	<b>192 650</b>	<b>36 341</b>	<b>0.96</b>	<b>147 093</b>	<b>1 793</b>
<b>TOTAL ANUAL</b>				<b>1 002 779</b>	<b>4 456 666</b>	<b>5 459 445</b>	<b>1 834 983</b>	<b>197 150</b>		<b>1 520 122</b>	<b>10 391</b>

NOTA:

MD H.P : MAXIMA DEMANDA LEIDA HORA PUNTA  
 MD L. HFP : MAXIMA DEMANDA LEIDA HORA FUERA DE PUNTA  
 MD Fac. : MAXIMA DEMANDA FACTURADA  
 EXC. Fac. : EXCESO DE MAXIMA DEMANDA FACTURADA  
 E.A L. H.P. : ENERGIA ACTIVA HORA PUNTA  
 E.A L. H.F.P. : ENERGIA ACTIVA HORA FUERA DE PUNTA

E.A MES : ENERGIA ACTIVA MES  
 ER : ENERGIA REACT. MES  
 ER Fac. : ENERGIA REACT. FACT. MES  
 F.P : FACTOR DE POTENCIA

#### Energía Activa:

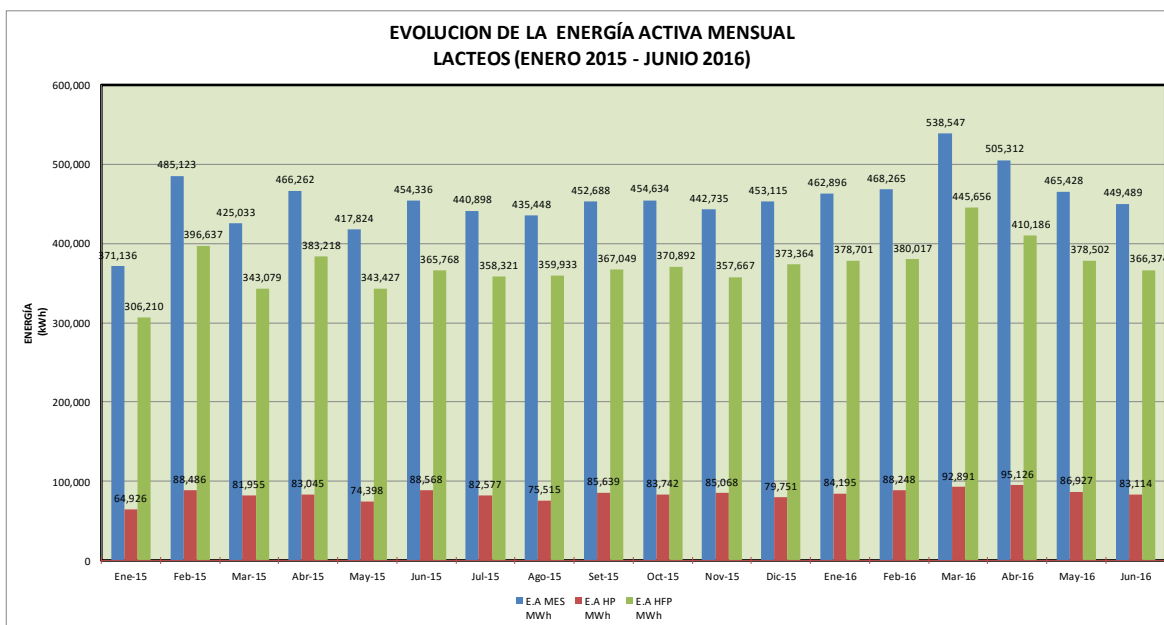
Promedio mensual en Hora Punta : 83,565 kW.h  
 Promedio mensual en Hora Fuera de Punta : 371,389 kW.h  
 Promedio mensual : 454,954 kW.h  
 Total al año : 5,459,445 kW.h





En el Figura N° 3.1 se muestra la evolución del consumo de energía.

**Figura N° 4.1: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta LACTEOS**



El mes de Marzo del 2016 se ha alcanzado el máxima consumo de energía con 529,547 kW.h.

### Energía Reactiva

Promedio mensual : 16,429 kVAR.h  
Factor de potencia promedio : 0.95

Sólo existe facturación por energía reactiva cuando este supera el 30% del consumo de energía activa, en nuestro caso la energía reactiva consumida representa en promedio el 14% de la energía activa mensual.

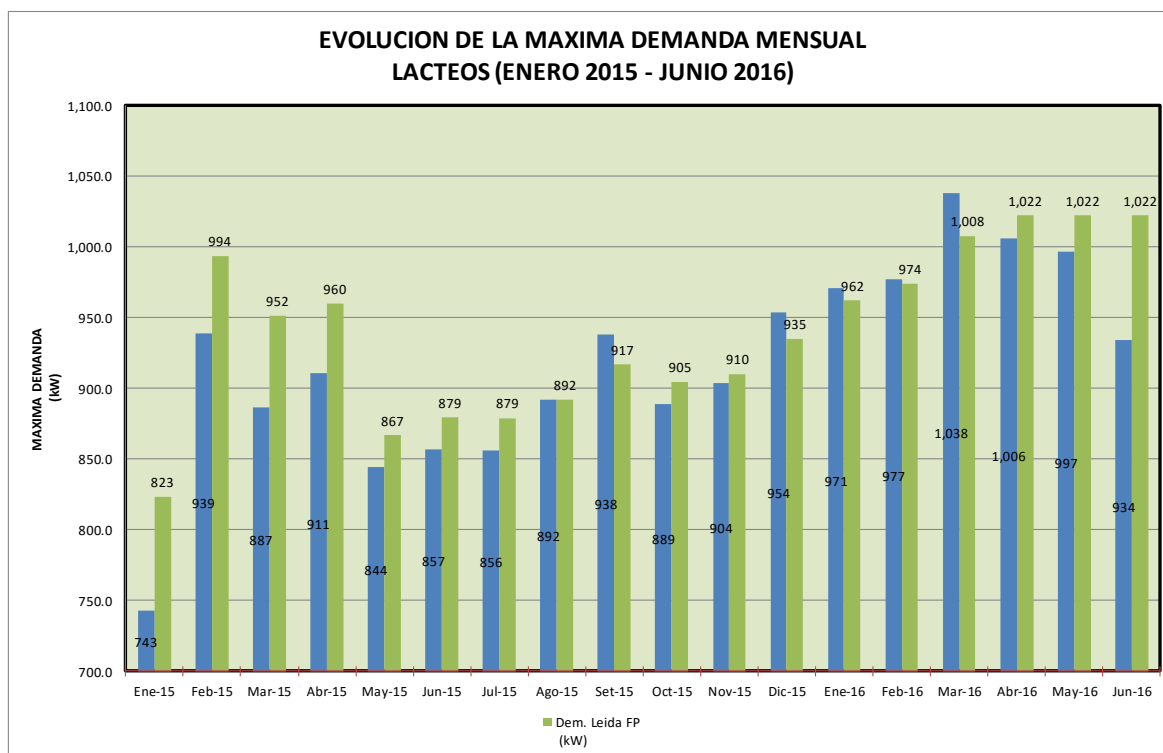
### Máxima Demanda:

Promedio mensual en Hora Punta : 919 kW  
Promedio mensual en Hora Fuera de Punta : 940 kW  
Promedio mensual Demanda Facturada : 944 kW

En el Figura N° 3.2 se muestra la evolución de la máxima demanda leída y facturada.



Figura N° 4.2: Evolución de la Máxima Demanda (kW) – Planta LACTEOS



En la figura anterior se observa que en el mes de marzo del 2016 se alcanzó la máxima demanda en hora punta con 1,038 kW, de igual forma el mes de Abril del 2016 se alcanzó la máxima demanda fuera de punta de 1,022 kW.

### 3.1.2 Planta Cárnicos

Del cuadro estadístico de facturación, se resume lo siguiente:

Cuadro N° 4.2: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica - Cárnicos

MES CONCEPTO	MDL H.P kW	MD L. HFP kW	MD Fac. Gen. kW	MD Fac. Dist. kW	EXC. Fac. kW	E.A HP L kWh	E.A HFP L kWh	E.A MES kWh	ER L. kVARh	ER Fac. kVARh	F.P	FACTURA S/.
ene-15	627	829	829	838		60 685	304 066	364 751	56 929	0	0.99	97 203
feb-15	678	898	898	872		67 051	334 752	401 803	69 799	0	0.99	108 722
mar-15	660	911	911	905		64 761	315 241	380 003	72 868	0	0.98	106 068
abr-15	673	916	916	914		66 135	347 210	413 345	75 478	0	0.98	112 141
may-15	653	840	840	914		59 036	309 287	368 324	59 632	0	0.99	106 736
jun-15	629	796	796	914		64 441	307 593	372 033	57 891	0	0.99	107 394
jul-15	566	823	823	914		57 204	291 380	348 584	49 143	0	0.99	107 084
ago-15	532	763	763	914		52 349	278 968	331 317	37 464	0	0.99	105 221
sep-15	808	800	808	878		60 121	290 241	350 361	79 461	0	0.98	118 469
oct-15	808	831	831	831	831	58 729	301 484	360 213	16 332	0	1.00	102 388
nov-15	787	815	815	815	815	54 297	261 389	315 686	24 342	0	1.00	94 817
dic-15	849	836	849	836	836	58 067	302 449	360 516	36 712	0	0.99	106 048
ene-16	915	882	915	882	882	60 264	310 631	370 895	36 641	0	1.00	115 603
feb-16	842	882	882	882	882	63 924	305 603	369 527	46 061	0	0.99	110 591
mar-16	915	915	915	915	915	65 468	336 779	402 247	51 208	0	0.99	120 069
abr-16	866	915	915	915	915	62 433	310 273	372 706	42 837	0	0.99	108 942
<b>PROMEDIO MENSUAL</b>	<b>738</b>	<b>853</b>	<b>857</b>	<b>884</b>	<b>868</b>	<b>60 935</b>	<b>306 709</b>	<b>367 645</b>	<b>50 800</b>	<b>0</b>	<b>0.99</b>	<b>107 968</b>
<b>MAXIMO MENSUAL</b>	<b>915</b>	<b>916</b>	<b>916</b>	<b>915</b>	<b>915</b>	<b>67 051</b>	<b>347 210</b>	<b>413 345</b>	<b>79 461</b>	<b>0</b>	<b>1.00</b>	<b>120 069</b>
<b>TOTAL ANUAL</b>						<b>731 224</b>	<b>3 680 510</b>	<b>4 411 734</b>	<b>609 599</b>	<b>0</b>		<b>1 295 621</b>

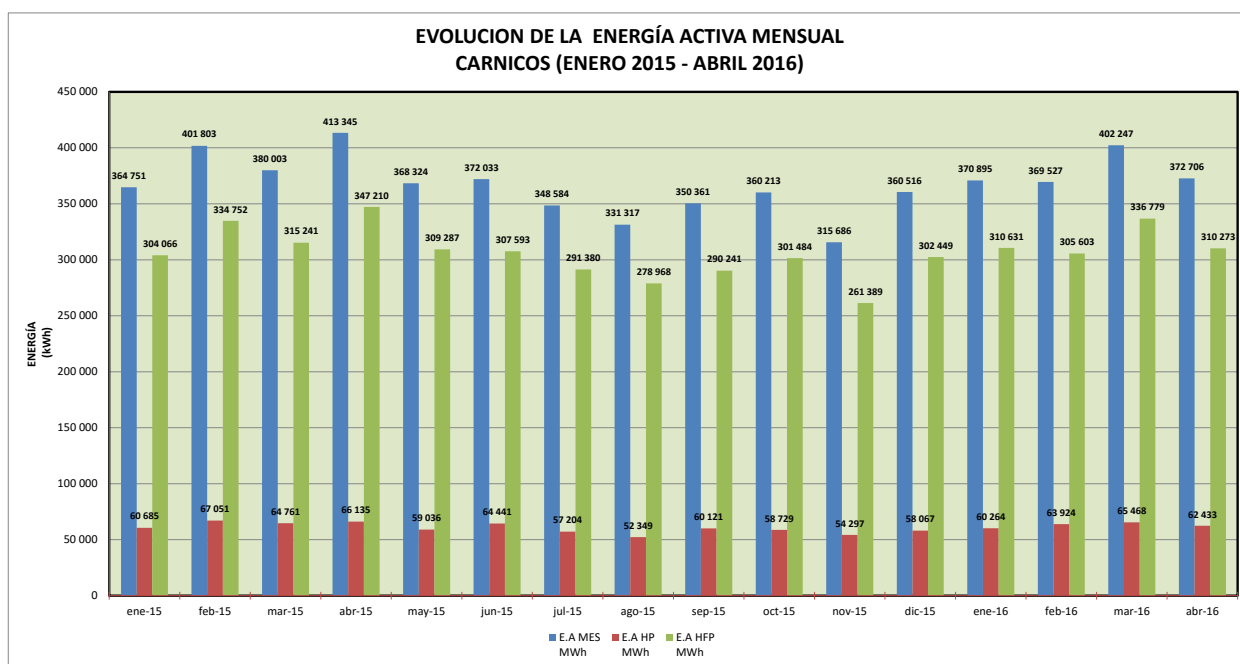


### Energía Activa:

Promedio mensual en Hora Punta	:	60,935 kW.h
Promedio mensual en Hora Fuera de Punta	:	306,709 kW.h
Promedio mensual total	:	367,645 kW.h
Total al año	:	4,411,734 kW.h

En el Figura N° 3.3 se muestra la evolución del consumo de energía, siendo en los meses de Abril 2015 y Marzo del 2016 que se alcanzó los máximos consumos con 413,345 y 402,247 kW.h, respectivamente.

**Figura N° 4.3: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta CARNICOS**



### Energía Reactiva

Promedio mensual	:	50,800 kVAR.h
Factor de potencia promedio	:	0.99

La energía reactiva consumida representa el 17% de la energía activa mensual en promedio, por tanto, no se paga por este rubro en la facturación.

### Máxima Demanda:

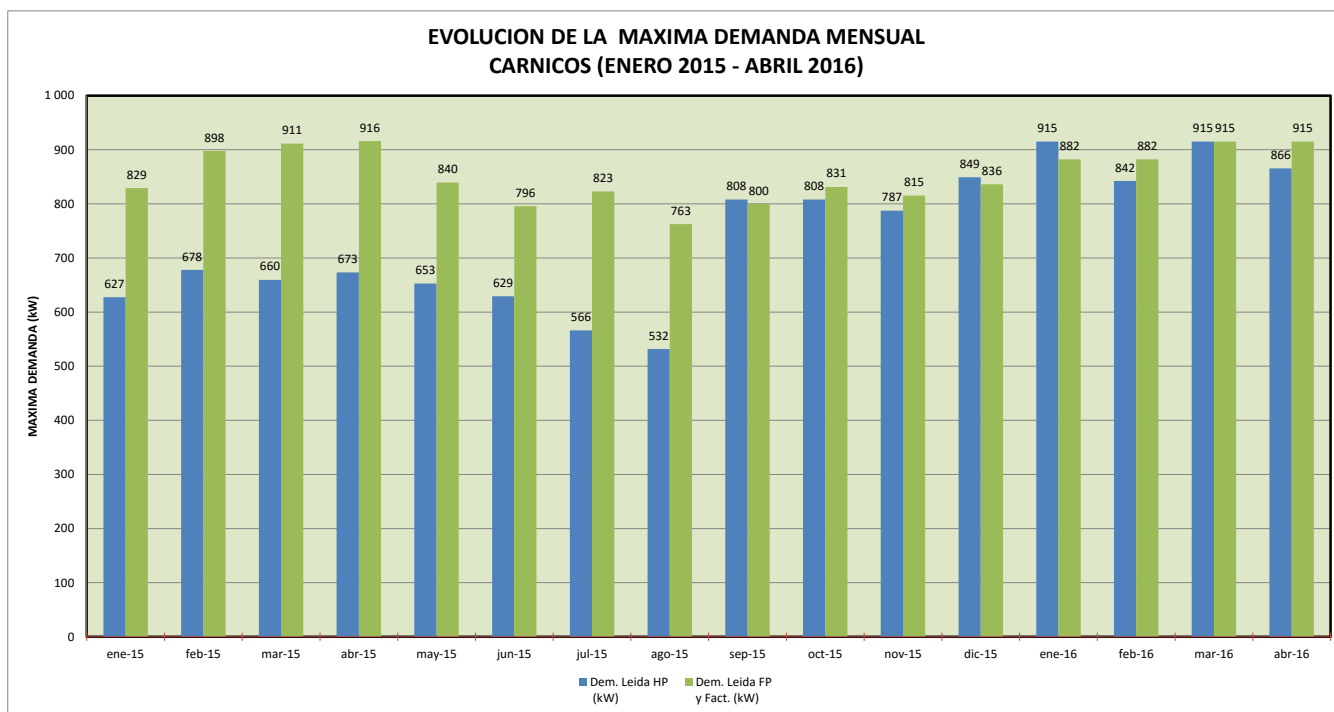
Promedio mensual en Hora Punta	:	738 kW
--------------------------------	---	--------



Promedio mensual en Hora Fuera de Punta : 853 kW  
 Promedio mensual Demanda Facturada : 857 kW

En el Figura N° 3.4 se muestra la evolución de la máxima demanda leída y facturada.

**Figura N° 4.4: Evolución de la Máxima Demanda (kW.h) – Planta CARNICOS**



En el Figura anterior se observa que el mes de abril del 2015 se alcanzó la máxima demanda de 916 kW, cabe resaltar que el mayor consumo de energía se dio en el mes de marzo del 2015.

### 3.1.3 Planta UHT

Del Cuadro Estadístico de Facturación, se resume lo siguiente:

**Cuadro N° 4.3: Estadística de Facturación de Energía Eléctrica – UHT**

MES/ CONCEPTO	MDL H.P kW	MD HFP kW	MD FAC. kW	E.A HP kWh	E.A HFP kWh	E.A MES kWh	ER kVARh	ER Fac. kVARh	F.P	FACTURA S/.	FACTURA ER S/.
ene-15	1 326	1 380	1 380	125 584	603 598	729 182	87 423	31 863	0.99	180 668	1 208
feb-15	1 382	1 358	1 382	142 896	623 521	766 417	254 327	24 402	0.95	193 507	949
mar-15	1 296	1 351	1 351	126 958	569 660	696 618	226 298	17 312	0.95	181 101	679
abr-15	1 386	1 434	1 434	148 392	677 245	825 637	289 090	41 399	0.94	207 478	1 623
may-15	1 315	1 331	1 331	129 706	614 315	744 021	243 885	20 679	0.95	196 711	823
jun-15	1 447	1 359	1 447	147 568	612 941	760 509	235 641	7 488	0.96	206 539	300
jul-15	1 296	1 470	1 470	132 454	605 522	737 975	218 191	0	0.96	208 717	0
ago-15	1 303	1 375	1 375	123 523	619 399	742 922	246 221	23 344	0.95	212 080	950
sep-15	1 548	1 395	1 395	140 401	592 795	733 196	250 977	31 018	0.95	233 830	1 250
oct-15	1 382	1 459	1 459	140 231	651 426	791 657	319 116	81 618	0.93	204 144	3 891
nov-15	1 420	1 459	1 459	140 065	626 098	766 163	312 966	83 117	0.93	201 437	3 962
dic-15	1 422	1 446	1 446	135 800	660 247	796 047	285 928	47 114	0.94	206 172	1 974
ene-16	1 412	1 421	1 421	139 227	658 075	797 302	279 521	40 330	0.94	214 234	2 023
feb-16	1 393	1 421	1 421	140 991	617 369	758 360	261 473	33 964	0.95	202 805	1 703
mar-16	1 362	1 421	1 421	141 178	632 148	773 326	283 798	51 800	0.94	204 260	2 683
abr-16	1 386	1 421	1 421	133 899	603 259	737 158	263 607	42 460	0.94	192 966	2 094
may-16	1 450	1 436	1 436	134 033	611 274	745 307	228 955	5 363	0.96	198 499	263
jun-16	1 340	1 431	1 431	134 967	604 274	739 241	221 772	0	0.96	190 044	0
<b>PROMEDIO MENSUAL</b>	<b>1 381</b>	<b>1 409</b>	<b>1 416</b>	<b>136 548</b>	<b>621 287</b>	<b>757 835</b>	<b>250 510</b>	<b>32 404</b>	<b>0.95</b>	<b>201 955</b>	<b>1 465</b>
<b>MAXIMO MENSUAL</b>	<b>1 548</b>	<b>1 470</b>	<b>1 470</b>	<b>148 392</b>	<b>677 245</b>	<b>825 637</b>	<b>319 116</b>	<b>83 117</b>	<b>0.99</b>	<b>233 830</b>	<b>3 962</b>
<b>TOTALANUAL</b>				<b>1 638 581</b>	<b>7 455 444</b>	<b>9 094 025</b>	<b>3 006 126</b>	<b>388 849</b>		<b>2 423 461</b>	<b>17 584</b>

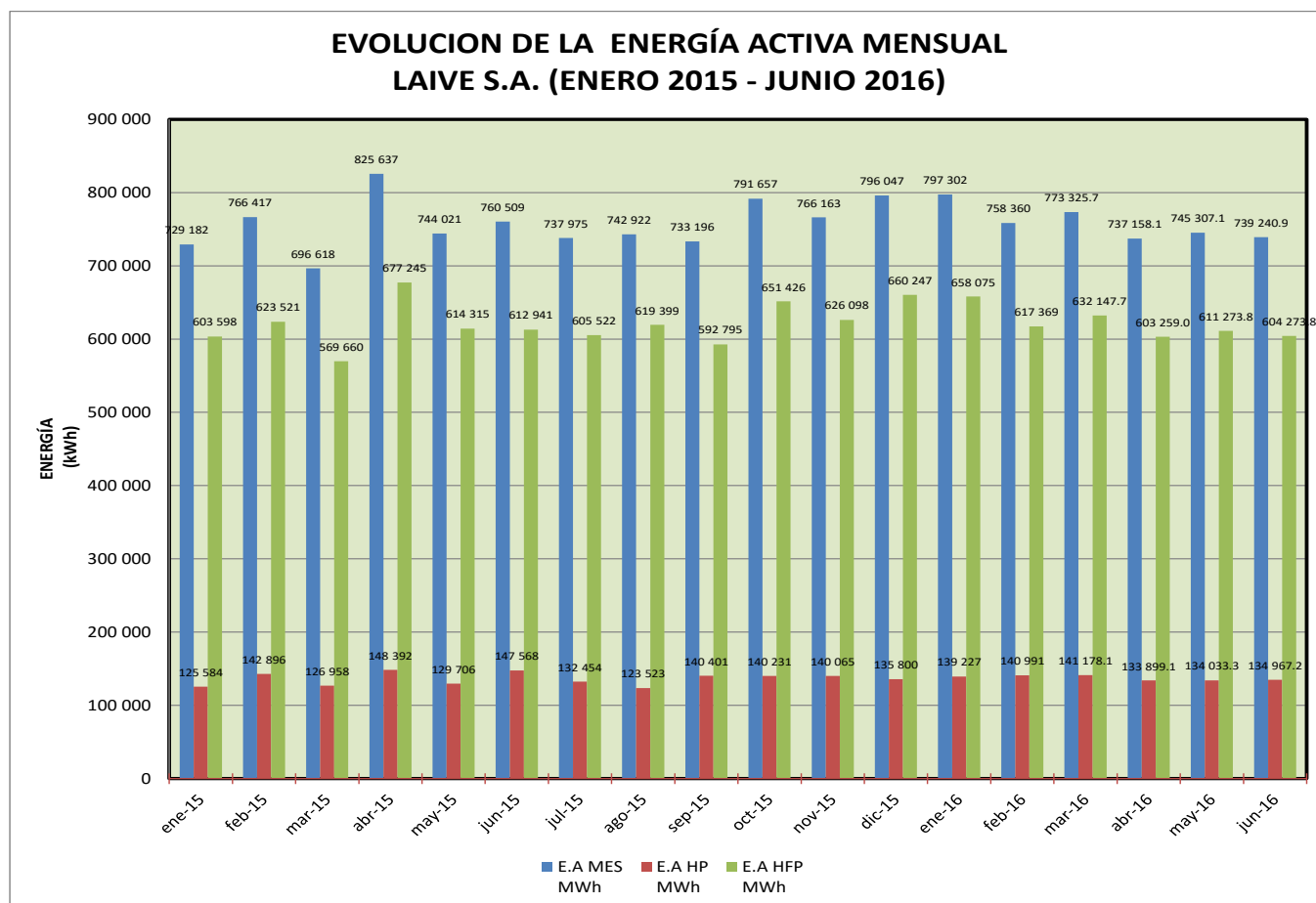
**Energía Activa :**

Promedio mensual en Hora Punta	:	136,548 kW.h
Promedio mensual en Hora Fuera de Punta	:	621,287 kW.h
Total al año	:	9,094,025 kW.h
Factor de potencia promedio	:	0.95

En el Figura N° 3.5 se muestra la variación del consumo de energía, en donde se puede apreciar el máximo consumo en el mes de abril de 2015; el mínimo consumo se produjo en el mes de marzo de 2015. Nótese también que el consumo de energía en horas punta es casi constante.



Figura N° 4.5: Evolución de la Energía (kW.h) – Planta UHT



### Energía Reactiva

Promedio mensual : 32,404 kVAR.h  
 Factor de potencia promedio : 0.95

Sólo existe facturación por energía reactiva cuando este supera el 30% del consumo de energía activa, en todos los meses la energía reactiva consumida supera el 30% de la energía activa mensual.

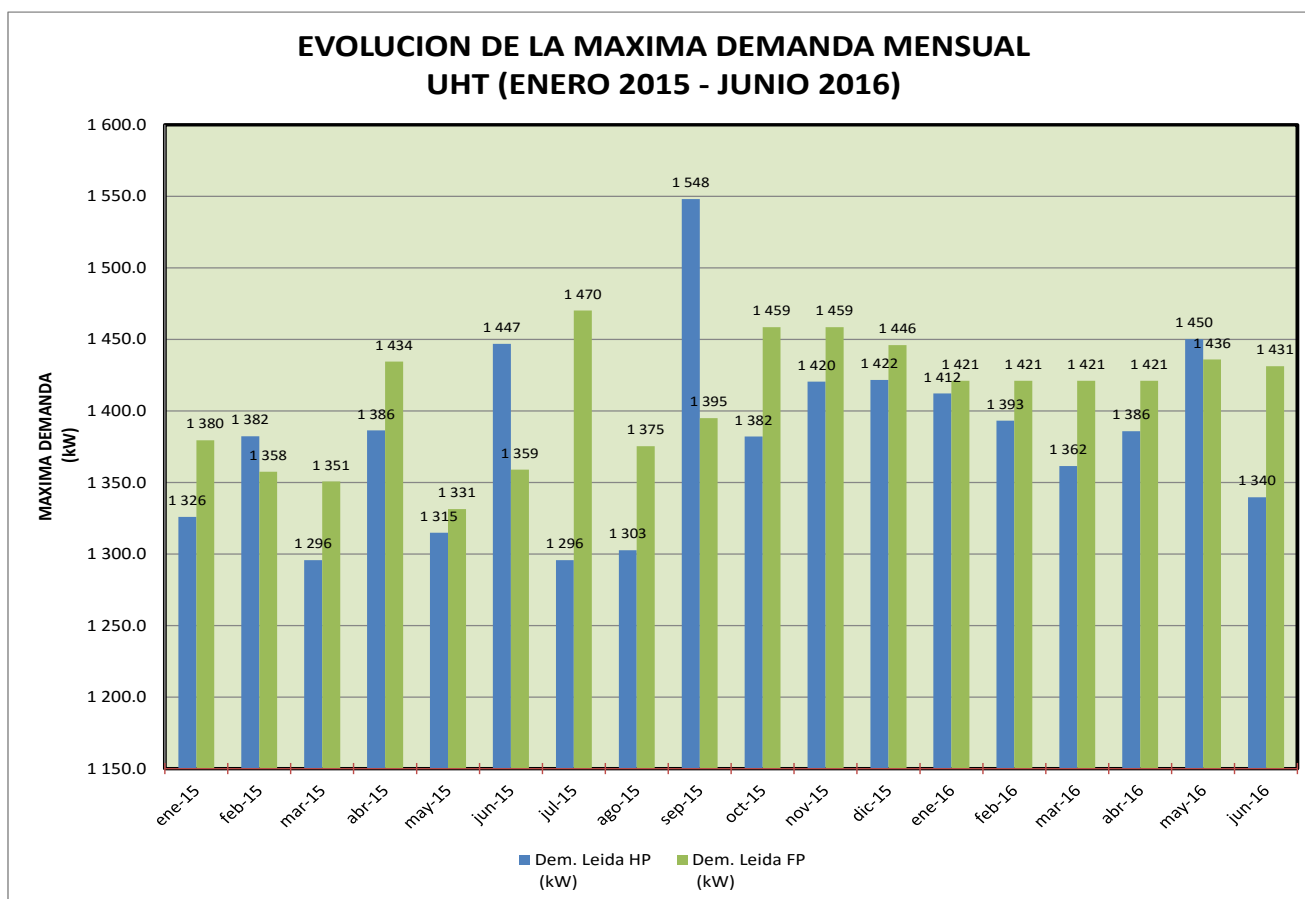
### Máxima Demanda:

Promedio mensual en Hora Punta : 1381 kW  
 Promedio mensual en Hora Fuera de Punta : 1409 kW  
 Promedio mensual Demanda Facturada : 1415 kW

En el Figura N° 3.6 se muestra la variación mensual de la máxima demanda leída.



**Figura N° 4.6: Evolución de la Máxima Demanda (kW) – Planta UHT**



En el Figura se observa que en el mes de septiembre del 2015 se ha producido la máxima demanda (1548 kW).

La potencia facturada se denomina potencia variable y es el resultado del promedio de las dos máximas demandas leídas durante los últimos seis meses, incluido el mes que se factura.

## ANÁLISIS DE LOS REGISTROS DE POTENCIA O DIAGRAMAS DE CARGA

### Planta Lácteos

Para determinar el consumo total de la Planta LACTEOS, se procesó la información del mes de junio de 2016, los que han sido procesados sobre la base de la máxima demanda del mes de junio de 2016.



**Cuadro N° 4.4: Resumen de Mediciones – Semana de la Máxima Demanda  
Totalizador Planta Lácteos**

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kW.h)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
06/06/2016	LUNES	799.9	873.3	873.3	3 552.5	12 892.0	16 444.5	0.78	0.94
07/06/2016	MARTES	802.7	903.5	903.5	3 721.1	14 025.3	17 746.4	0.82	0.93
08/06/2016	MIÉRCOLES	<b>828.8</b>	<b>934.9</b>	<b>934.9</b>	3 782.3	14 724.6	18 506.9	0.82	0.93
09/06/2016	JUEVES	836.5	881.0	881.0	3 763.1	14 435.5	18 198.6	0.86	0.93
10/06/2016	VIERNES	822.5	925.0	925.0	3 718.3	14 481.3	18 199.7	0.82	0.93
11/06/2016	SÁBADO	504.8	884.6	884.6	2 264.1	11 496.6	13 760.8	0.65	0.94
12/06/2016	DOMINGO	435.0	508.7	508.7	1 887.9	7 305.4	9 193.3	0.75	0.94
	<b>Máximo</b>	836.5	934.9	934.9	3 782.3	14 724.6	18 506.9	0.86	0.94
	<b>Mínimo</b>	435.0	508.7	508.7	1 887.9	7 305.4	9 193.3	0.65	0.93
	<b>Promedio</b>	718.6	844.4	844.4	3 241.3	12 765.8	16 007.2	0.79	0.93
	<b>Promedio días útiles</b>				<b>3 236</b>	<b>12 237</b>	<b>15 473</b>		
	<b>SÁBADO</b>				<b>3 763</b>	<b>14 436</b>	<b>18 199</b>		
	<b>DOMINGO</b>				<b>3 718</b>	<b>14 481</b>	<b>18 200</b>		
	<b>Proyección al mes</b>				<b>104 352</b>	<b>397 115</b>	<b>501 467</b>		

En el cuadro anterior se observa que la máxima demanda registrada de 934.9 kW ocurrió el día miércoles 8 de junio, en general la máxima demanda promedio es de 844 kW.

El factor de carga máximo es de 0.79, siendo el factor de potencia promedio de 0.93.

En el Figura N° 3.7 se presenta el día de máxima demanda del totalizador de la Planta Lácteos.



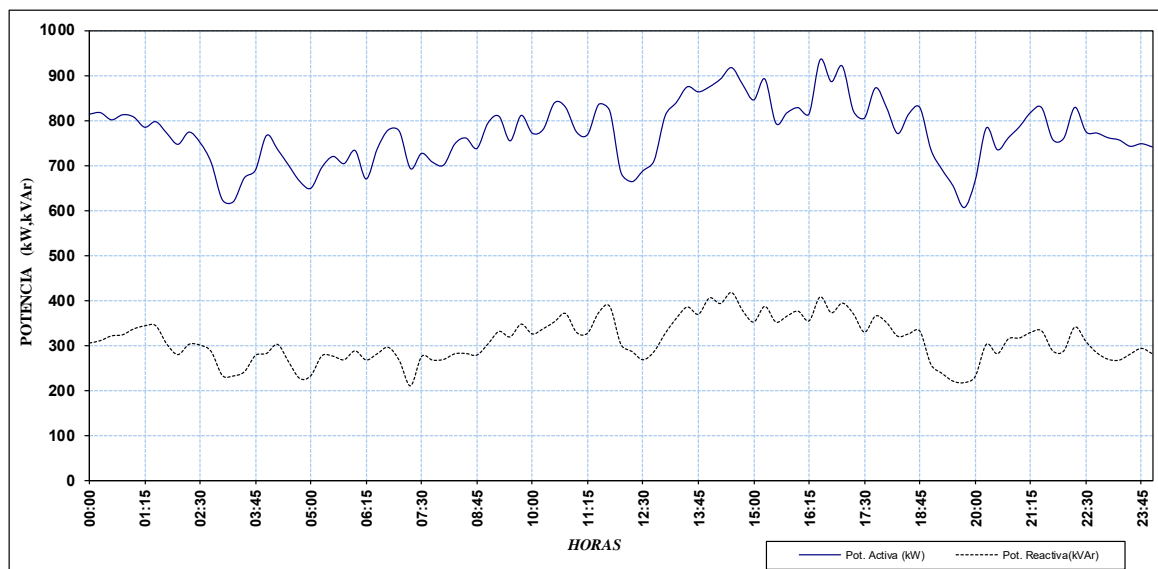


**Figura N° 4.7: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Planta Lácteos**

FECHA : 08-jun-16

DIA : MIÉRCOLES

**DIAGRAMA DE CARGA**



**PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS					
MAXIMA DEMANDA			DEMANDA PROMEDIO		
H.P	828.8	kW	H.P	756.5	kW
H.F.P	934.9	kW	H.F.P	775.0	kW
DIA	934.9	kW	DIA	771.1	kW
ENERGIA ACTIVA			ENERGIA REACTIVA		
H.P	3782	kWh	H.P	1448	KVARh
H.F.P	14725	kWh	H.F.P	5998	KVARh
DIA	18507	kWh	DIA	7446	KVARh
PARAMETROS CALCULADOS					
FACTOR DE CARGA			FACTOR DE PERDIDAS		
H.P	0.91		H.P	0.66	
H.F.P	0.83		H.F.P	0.69	
DIA	0.82		DIA	0.69	
FACTOR DE POTENCIA (promedio del día)				0.93	Inductivo

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

En el diagrama de carga anterior la máxima demanda se presentó a las 16:30 horas del día miércoles con 934.9 kW, siendo este un pico de carga que sólo duró 15 minutos.

El factor de potencia promedio registrado fue de 0.93.

Las cámaras de frío tienen un trabajo continuo, y están consideradas como cargas base debido a que tienen mayor incidencia en la máxima demanda y en el consumo de energía de la planta.



## Planta Cárnicos

Para determinar el consumo total de la Planta CARNICOS, se procesó la información del mes de junio de 2016, los que han sido procesados sobre la base de la máxima demanda del mes de junio de 2016.

En el Cuadro N° 3.5 se aprecia el resumen de las mediciones de la semana del día de máxima demanda de junio de 2016.

**Cuadro N° 4.5: Resumen de Mediciones - Días Semana de Máxima Demanda  
Totalizador Planta Cárnicos**

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kW.h)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
06/06/2016	LUNES	491.9	725.5	725.5	2 179.9	9 569.9	11 749.8	0.67	0.92
07/06/2016	MARTES	538.6	713.1	713.1	2 325.5	10 034.7	12 360.2	0.72	0.91
08/06/2016	MIÉRCOLES	589.4	780.4	780.4	2 362.6	10 473.0	12 835.6	0.69	0.91
09/06/2016	JUEVES	527.6	744.7	744.7	2 287.7	10 343.1	12 630.9	0.71	0.91
10/06/2016	VIERNES	507.0	780.4	780.4	2 348.2	10 335.6	12 683.8	0.68	0.91
11/06/2016	SÁBADO	417.7	618.3	618.3	1 883.8	8 789.1	10 672.9	0.72	0.94
12/06/2016	DOMINGO	372.4	416.3	416.3	1 603.8	6 360.2	7 964.0	0.80	0.98
	<b>Máximo</b>	589.4	780.4	780.4	2 362.6	10 473.0	12 835.6	0.80	0.98
	<b>Mínimo</b>	372.4	416.3	416.3	1 603.8	6 360.2	7 964.0	0.67	0.91
	<b>Promedio</b>	492.1	682.7	682.7	2 141.6	9 415.1	11 556.7	0.71	0.93
	<b>Promedio días útiles</b>				<b>2 118</b>	<b>9 109</b>	<b>11 227</b>		
	<b>SÁBADO</b>				<b>2 288</b>	<b>10 343</b>	<b>12 631</b>		
	<b>DOMINGO</b>				<b>2 348</b>	<b>10 336</b>	<b>12 684</b>		
	<b>Proyección al mes</b>				<b>67 256</b>	<b>292 232</b>	<b>359 488</b>		

En el cuadro anterior se observa que la máxima demanda registrada de 780.4 kW, ocurrió el día viernes 10 de junio, en general la demanda promedio es de 682.7 kW.



Es importante destacar que el factor de carga promedio es de 0.71 y el factor de potencia promedio es de 0.93.

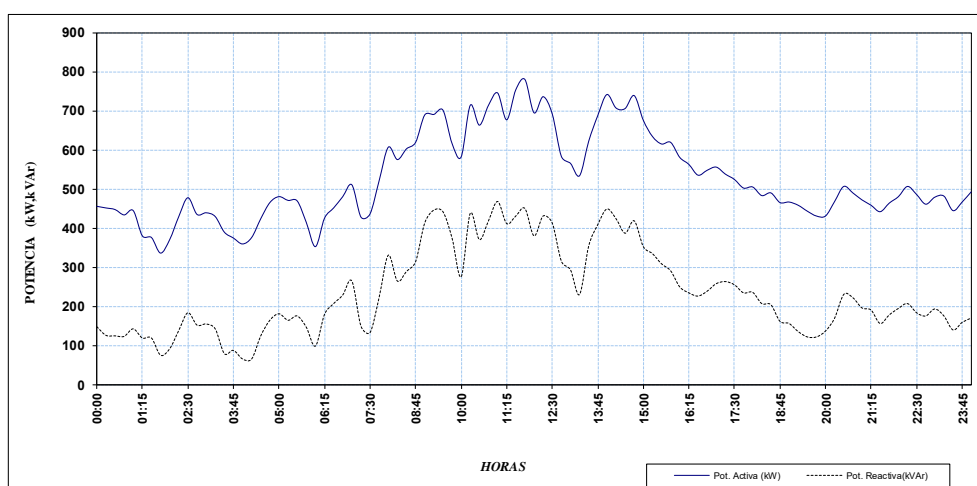
En la Figura N° 3.8 se presenta el día de máxima demanda de la totalizadora planta de Cárnicos.

**Figura N° 4.8: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda - Planta Cárnicos**

FECHA : 10-jun-16

DIA : VIERNES

**DIAGRAMA DE CARGA**



**PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS					
MAXIMA DEMANDA			DEMANDA PROMEDIO		
H.P	507.0	kW	H.P	469.6	kW
H.F.P	780.4	kW	H.F.P	544.0	kW
DIA	780.4	kW	DIA	528.5	kW
ENERGIA ACTIVA			ENERGIA REACTIVA		
H.P	2348	kWh	H.P	888	KVAh
H.F.P	10336	kWh	H.F.P	4809	KVAh
DIA	12684	kWh	DIA	5697	KVAh
PARAMETROS CALCULADOS					
FACTOR DE CARGA			FACTOR DE PERDIDAS		
H.P	0.93		H.P	0.36	
H.F.P	0.70		H.F.P	0.51	
DIA	0.68		DIA	0.48	
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del día)</b>				0.91	Inductivo

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

Como se puede apreciar en el diagrama de carga, la máxima demanda se presenta a las 11:45 horas, del día viernes, y si observamos el resto de diagramas de carga la máxima demanda se da entre el lunes y viernes en el período de 8:30 a.m. a 16:30 horas).

Por otro lado, se observa que el factor de carga es de 0.68, debido a que existen cargas principales que modulan la máxima demanda y tienen un comportamiento variable tales como las Cutter, sistema de agua helada, etc.



Las cámaras de frío y los sistemas de aire acondicionado tienen un trabajo continuo, y están consideradas como cargas base debido a que tienen mayor incidencia en la máxima demanda y en el consumo de energía de la planta.

### Planta UHT

Para determinar el consumo total de la Planta UHT, se procesó la información del mes de junio de 2016.

En el Cuadro N° 3.6 se aprecia el resumen de las mediciones de la semana del día de máxima demanda de junio de 2016.

**Cuadro N° 4.6: Resumen de Mediciones Totalizador Planta UHT- Semana de Máxima Demanda**

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kW.h)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
13/06/2016	LUNES	1231.2	1217.2	1231.2	5 703.5	21 408.7	27 112.2	0.92	0.95
14/06/2016	MARTES	1237.0	1267.1	1267.1	5 577.4	21 223.5	26 800.8	0.88	0.95
15/06/2016	MIÉRCOLES	1189.2	1294.7	1294.7	5 530.2	20 735.2	26 265.4	0.85	0.96
16/06/2016	JUEVES	1207.3	1214.8	1214.8	5 617.0	20 430.1	26 047.1	0.89	0.95
17/06/2016	VIERNES	1150.9	1185.1	1185.1	5 115.0	19 333.3	24 448.3	0.86	0.96
18/06/2016	SÁBADO	1154.6	1273.7	1273.7	5 347.8	21 309.4	26 657.2	0.87	0.95
19/06/2016	DOMINGO	958.4	1134.0	1134.0	4 556.0	17 061.0	21 617.0	0.79	0.97
	<b>Máximo</b>	1237.0	1294.7	1294.7	5 703.5	21 408.7	27 112.2	0.92	0.97
	<b>Mínimo</b>	958.4	1134.0	1134.0	4 556.0	17 061.0	21 617.0	0.79	0.95
	<b>Promedio</b>	1161.2	1226.6	1228.7	5 349.6	20 214.5	25 564.0	0.87	0.96
	<b>Promedio días útiles</b>				<b>5 342</b>	<b>20 107</b>	<b>25 449</b>		
	<b>SÁBADO</b>				<b>5 617</b>	<b>20 430</b>	<b>26 047</b>		
	<b>DOMINGO</b>				<b>5 115</b>	<b>19 333</b>	<b>24 448</b>		
	<b>Proyección al mes</b>				<b>165 789</b>	<b>621 517</b>	<b>787 306</b>		



En el cuadro se observa que la máxima demanda en hora punta fue el 14 de junio con 1237 kW, la máxima demanda en hora fuera de punta fue el miércoles 15 de junio; el factor de carga promedio es de 0.87 y el factor de potencia promedio es 0.96.

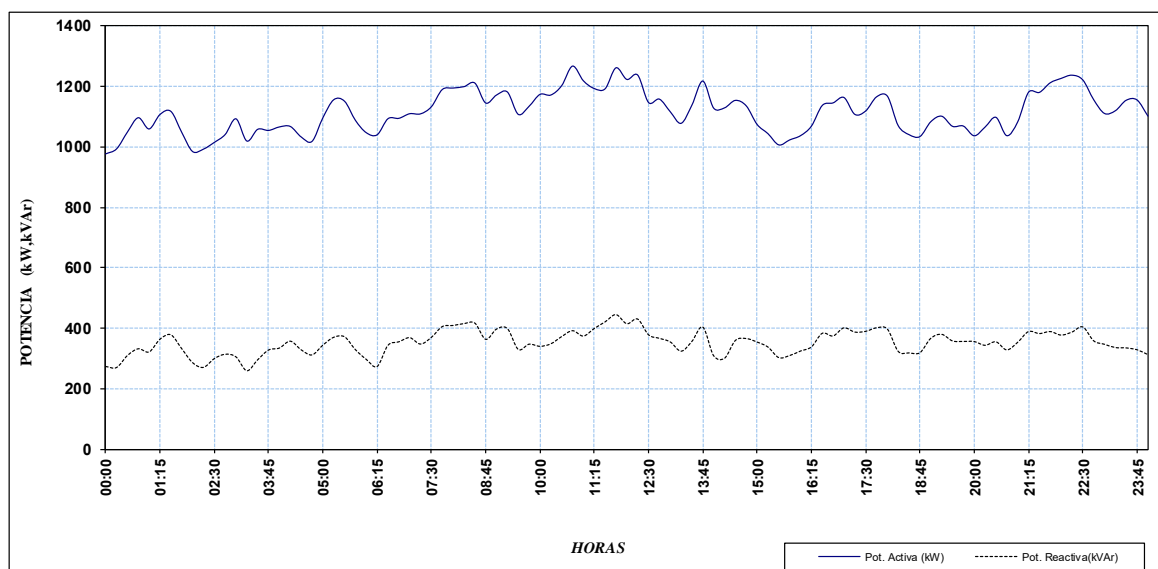
En la Figura N° 3.9 se presenta el día de máxima demanda del totalizador.

**Figura N° 4.9: Diagrama de Carga del día de Máxima Demanda – Planta UHT**

FECHA : 14-jun-16

DIA : MARTES

**DIAGRAMA DE CARGA**



**PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS					
MAXIMA DEMANDA			DEMANDA PROMEDIO		
H.P	1237.0	kW	H.P	1115.5	kW
H.F.P	1267.1	kW	H.F.P	1117.0	kW
DIA	1267.1	kW	DIA	1116.7	kW
ENERGIA ACTIVA			ENERGIA REACTIVA		
H.P	5577	kWh	H.P	1801	KVARh
H.F.P	21223	kWh	H.F.P	6693	KVARh
DIA	26801	kWh	DIA	8494	KVARh
PARAMETROS CALCULADOS					
FACTOR DE CARGA			FACTOR DE PERDIDAS		
H.P	0.90		H.P	0.78	
H.F.P	0.88		H.F.P	0.78	
DIA	0.88		DIA	0.78	
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del día)</b>				0.95	Inductivo

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)

H.F.P. : Horas fuera de punta

Como se puede apreciar en el diagrama de carga, la máxima demanda se presentó a las 10:45 horas del día martes 14 de junio.



## 5 DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE LAS MEJORAS

Sobre la base del análisis energético de las instalaciones y las observaciones efectuadas durante la visita técnica, tanto en el modo operativo como en el uso de los equipos consumidores de energía eléctrica; se recomiendan las siguientes mejoras destinadas a reducir los gastos por concepto de energía eléctrica y energía térmica; la evaluación económica se hará teniendo en cuenta los precios de energía eléctrica vigentes a la fecha.

### INCREMENTO DE LA COMPENSACIÓN REACTIVA – LÁCTEOS Y UHT

Sobre la base del análisis del consumo de energía reactiva del año 2015-2016 y las mediciones registradas en el mes de junio 2016, se tiene:

#### PLANTA LÁCTEOS:

Demanda Promedio diario	:	844 kW
Máxima demanda mensual	:	940 kW
Factor de Potencia promedio del día	:	0.93
Factor de Potencia deseado	:	0.98

#### COMPENSACIÓN MÍNIMA ADECUADO

$$Q_{cmin} = 844 \times [\tan(\cos^{-1}(0.93)) - \tan(\cos^{-1}(0.98))] ]$$

$$Q_{cmin} = 141 \text{ kVAR}$$

#### CÁLCULO DE AHORROS POR COMPENSACIÓN REACTIVA

CONSUMO PROMEDIO MENSUAL POR E.A.	454,954
CONSUMO PROMEDIO MENSUAL POR E.R.	152,915
CONSUMO FACTURADO PROMEDIO MENSUAL POR E.R.	16,429

CARGO PROMEDIO MENSUAL POR CONSUMO DE E.R.	US \$.	260
--	--------	-----

<b>AHORRO PROMEDIO AÑO</b>	<b>US \$.</b>	<b>3121</b>
----------------------------	---------------	-------------

Ahorro Económico = 3 121 US\$/año
-----------------------------------



<b>COMPENSACION</b>
AHORRO/MES
260
AHORRO/ANUAL
3121
COSTO TOTAL ACTUAL/ANUAL
3121
% ANUAL
100.00

Nº	MEJORAS	AHORRO (US \$./año)	PORCENTAJE DE AHORRO (%)	INVERSION (US \$.)	RETORNO DE INVERSION (MESES)
1	COMPENSACION REACTIVA ADECUADO (FDP=0.98)	3120.5	100.00	8460	33

**Inversión:** Considerando el costo para un banco automático de 60US\$/ kVAR, se tiene que la inversión en el banco de **141 kVAR - 230V** es de US\$ 8 640 (Ocho mil seiscientos cuarenta dólares americanos).

**Retorno de la inversión:** 2.7 años (33 meses)

#### Evaluación Económica para la Implementación de un sistema de compensación reactiva en la Planta de Lácteos

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	3 121
Mantenimiento	
Inversión en proyecto de mejora	8 460

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121
Mantenimiento (anual)											
Flujo de caja	-8 460	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121	3 121
<b>RESULTADOS</b>	<b>VAN (12%)</b>										
VAN A 10 AÑOS	9 174	US\$									
TIR A 10 AÑOS	35%										
PAYBACK (SIMPLE)	2.7	Años									

#### PLANTA UHT:

Demanda Promedio mensual	:	1409 kW
Máxima demanda mensual	:	1470 kW
Factor de Potencia promedio del día	:	0.95
Factor de Potencia deseado	:	0.98

#### COMPENSACIÓN MÍNIMA ADECUADO

$$Q_{cmin} = 1409 \times [\tan(\cos^{-1}(0.95)) - \tan(\cos^{-1}(0.98))] ]$$

$$Q_{cmin} = 180 \text{ kVAR}$$



## CÁLCULO DE AHORROS POR COMPENSACIÓN REACTIVA

CONSUMO PROMEDIO MENSUAL POR E.A.	757,835
CONSUMO PROMEDIO MENSUAL POR E.R.	250,510
CONSUMO FACTURADO PROMEDIO MENSUAL POR E.R.	32,404

CARGO PROMEDIO MENSUAL POR CONSUMO DE E.R.	US \$.	440
--	--------	-----

<b>AHORRO PROMEDIO AÑO</b>	<b>US \$.</b>	<b>5280</b>
----------------------------	---------------	-------------

<b>COMPENSACION</b>	
AHORRO/MES	440
AHORRO/ANUAL	5280
COSTO TOTAL ACTUAL/ANUAL	5280
% ANUAL	100.00

Nº	MEJORAS	AHORRO (US \$.año)	PORCENTAJE DE AHORRO (%)	INVERSION (US \$.)	RETORNO DE INVERSION (MESES)
1	COMPENSACION REACTIVA ADECUADO (FDP=0.98)	5280.3	100.00	10800	25

**Inversión:** Considerando el costo para un banco automático de 60US\$/ kVAR, se tiene que la inversión en el banco de 180 kVAR es de US\$ 10 800 (Diez mil ochocientos dólares americanos).

**Retorno de la inversión:** 2 años (24 meses)

### Evaluación Económica para la Implementación de un sistema de compensación reactiva en la Planta de UHT

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	5 280
Mantenimiento	
Inversión en proyecto de mejora	10 800

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280
Mantenimiento (anual)											
Flujo de caja	-10 800	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280	5 280
<b>RESULTADOS</b>	<b>VAN (12%)</b>										
VAN A 10 AÑOS	19 033	US\$									
TIR A 10 AÑOS	48%										
PAYBACK (SIMPLE)	2.0	Años									





## PROYECTO DE REINGENIERÍA EN SISTEMA DE REFRIGERACIÓN

### 1.- Objeto

El presente proyecto tiene por objeto la evaluación de la carga térmica de las instalaciones de la Planta Laive el Distrito de Ate.

### 2.- Descripción Del Edificio

La Planta consta de tres secciones de producción:

2.1.- Carga Térmica de refrigeración en productos cárnicos

2.2.- Carga Térmica de refrigeración en productos de UHT

2.3.- Carga Térmica de refrigeración en productos lácteos

### 3.- Evaluación De La Carga Térmica

La evaluación de la carga térmica que se ha determinado corresponde a:

#### Carga Térmica de refrigeración en productos Cárnicos

El consumo en general es de 1027.11 kW, de los cuales entre climatización y refrigeración tenemos un total de: 167.49 kW (225 HP). Esta información data del año 2011, por lo cual se buscan datos actualizado por motivo de cambios en la maquinaria empleada en el uso de refrigeración y climatización debido a diferentes motivos como son, el incremento de maquinaria, reubicaciones de las mismas y modernización de procesos.

Tomando nota de la información actualizada al 2016, hay una demanda de 333.5 HP

#### Carga Térmica de refrigeración en productos UHT

El consumo en general es de 2530.65 kW, de los cuales entre climatización y refrigeración tenemos un total de: 235.86 kW (316 HP).

Tomando nota de la información actualizada al 2016, hay un consumo de 369 HP, incluyendo el consumo del sector "Despacho".



### Carga Térmica de refrigeración en productos Lácteos

El consumo en general es de 1356.58 kW, de los cuales entre climatización y refrigeración tenemos un total de: (333.5 HP).

Lo que resulta de este análisis somero una carga eléctrica de la suma de estas cantidades que resulta igual a: 1036 HP (772.86 kW)

Por lo tanto un ahorro de energía por modernización de máquina de refrigeración debería proporcionarnos un ahorro de por lo menos el 15%, que trataremos de fundamentar en el presente informe técnico.

Un 15% de ahorro de energía podría considerarse aproximadamente de 140 kW, que convertido a gasto monetario en energía eléctrica de  $E = 140 \times 24 \times 30 \times 0.0845 = \text{US\$ } 8,518$  Dólares Americanos por mes.

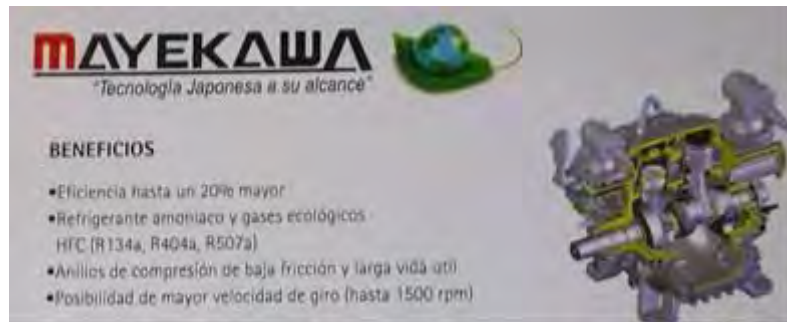
Ahorro Económico = 102,211 US\$/año
-------------------------------------

### **Inversión:**

#### **4.- Equipamiento de Amoniaco – Compresores MYCOM**

##### EQUIPOS RECIPROCANTES MODERNOS





### EQUIPOS RECIPROCANTES ANTIGUOS



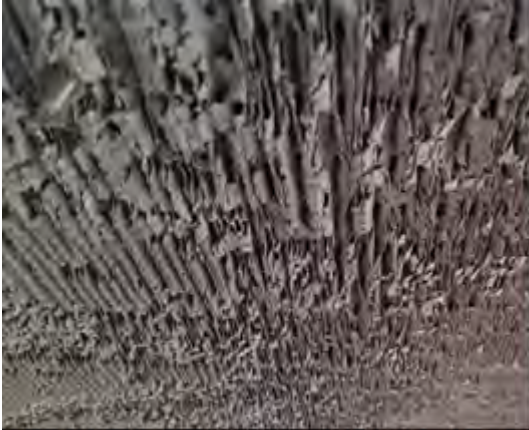
Con equipamiento moderno de compresores reciprocantes se puede obtener hasta un 20% de ahorro en energía, si se usan compresores del tipo tornillo los ahorros pueden llegar hasta 25% - 30 %.

#### 5.- Equipamiento de R – 22 y Otros Refrigerantes

En este tipo de compresores de refrigeración el consumo de placa en HP llega a la cifra de 649.5 HP (484.52 kW), con lo que el ahorro estimado podría ser del mismo monto o similar si se logra centralizar la mayor parte de la carga de refrigeración.

#### 6.- Equipamiento de Refrigeración y Observaciones

Condensadores enfriados por aire en mal estado, consumo excesivo de energía eléctrica por trabajar en altas presiones de condensación.



Aislamiento de los componentes y tuberías que necesitan cambio originan aumento del consumo eléctrico del orden del 5%.



Temperaturas de culata demasiado variables lo que indica que se trabaja de modo errante en la capacidad frigorífica para un solo fin determinado que por ejemplo si se trata de enfriamiento de agua, a una presión de condensación semejante hay una producción frigorífica semejante, esto indica posiblemente desperdicio de energía eléctrica por no trabajar a un mismo ritmo de presiones de baja en los compresores.





Torre de enfriamiento con falta de mantenimiento y presencia de sarro



Compresores recíprocos muy antiguos de baja eficiencia.

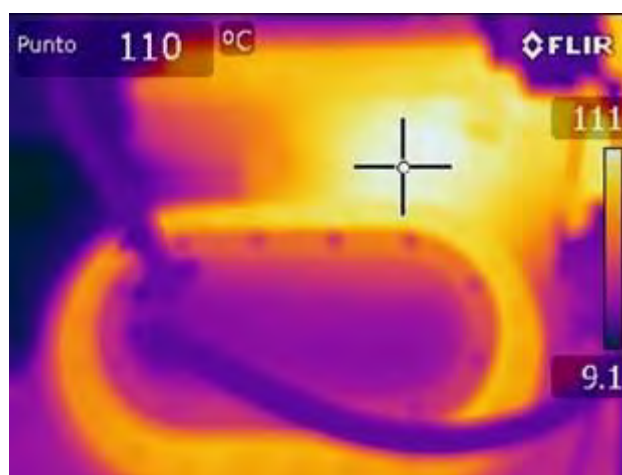


### Fuga de agua tratada al desagüe

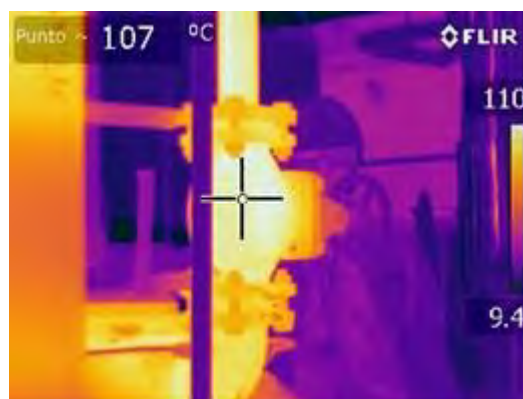


### Fotos Termográficas:

Temperatura muy alta en el cabezal, posiblemente por deficiente condensación, falta de lubricante o por ser una maquina con desgaste, todo esto origina un consumo excesivo de energía eléctrica.

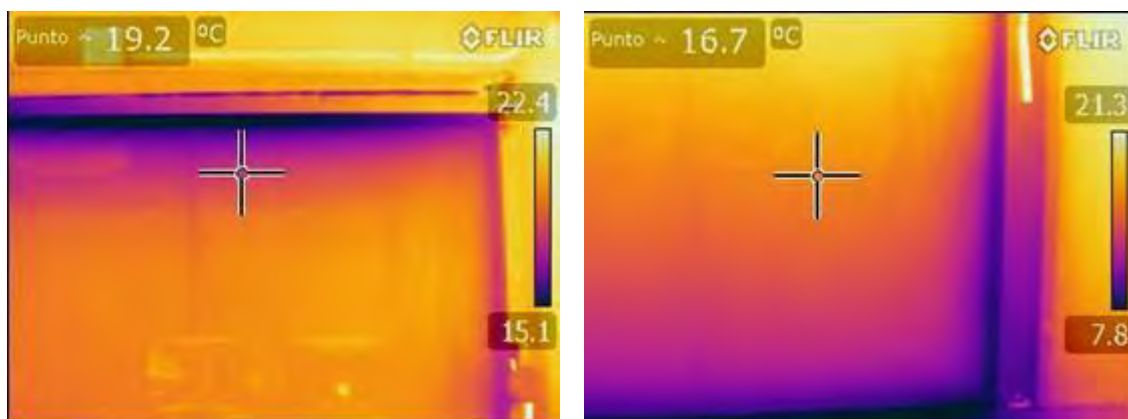


Temperatura del gas de descarga del compresor muy alta





Fugas de frío por las puertas de las cámaras frigoríficas (Ingreso de calor exterior que origina un aumento del consumo de electricidad).



### REEMPLAZO DE LÁMPARAS FLUORESCENTES DE 36W Y 18W POR LÁMPARAS LED DE 18W Y 9W

El alumbrado para las diferentes áreas y zonas de la planta, es sobre la base de lámparas fluorescentes de 36 W y 18 W, lámparas de Vapor de Mercurio con halogenuro metálico (400 W).

Reemplazar las lámparas fluorescentes de 36W y 18W por lámparas LED de 18W y 9W respectivamente, permiten ahorrar 20W y 10W por lámpara instalada. Estas lámparas poseen similar flujo luminoso y una mayor cantidad de horas de vida útil (50 000 horas respecto a 7 000 horas).

Se proceso la información del parque de lámparas proporcionada por Laive, la cantidad de lámparas fluorescentes de 36W es de 911 unidades y de 18W es de 63 unidades en las diferentes áreas que se muestran en el cuadro siguiente.

**Cuadro N° 5.1: Parque de Lámparas Fluorescentes que Operan >12 horas**

Área	HORAS DE OPERACIÓN DE LÁMPARAS DE 18W				HORAS DE OPERACIÓN DE LÁMPARAS DE 36W				
	11	12	24	Total 18W	11	12	24	Total 36W	
Almacén CD					27			27	27
Almacén Fríos						34	62	96	96
Almacén Insumos						28		28	28
Bazo Velarde					3	1	24	28	28
Comedor + RRHH						42		42	42
Entrada, etc.	3			3	2	2		4	7
Fábrica Queso Fundido						9	10	19	19
Oficina Lácteos					2	3	11	16	16
Oficina Ventas						38		38	38
Oficinas centrales		38		38		95	6	101	139
Planta Cárnicos					2	11	148	161	161
Planta Cárnicos Oficinas	2	16	2	20	8	18	24	50	70
Planta Lácteos					4	52	94	150	150
Planta UHT			2	2		69	48	117	119
Talleres, etc.						25	9	34	34
<b>Total general</b>	<b>5</b>	<b>54</b>	<b>4</b>	<b>63</b>	<b>48</b>	<b>427</b>	<b>436</b>	<b>911</b>	<b>974</b>

El consumo de energía mensual, demanda de potencia, ahorro en energía y potencia y ahorro por renovación de lámparas de fluorescentes 36W versus LED de 18W es el siguiente:

Para el caso de las lámparas que operan las 24 horas/día se tiene:

item	Descripción Luminaria	Cantidad luminarias		Horas de uso diario		Horas uso mensual		Energía Mensual kWh	Demanda Mensual kW
		Uso continuo	Uso Temporal	Continuo	Temporal	Continuo	Temporal		
1	1 x 36 W	436		24		720	0	12,557	17.44
2	1 x 18 W	436		24		720	0	6,278	8.72
Ahorro mensual								6278	8.7
Ahorro anual								75341	104.6
Costo Unitario en US\$ / kW o US\$ / kWh								0.0845	16.50
Ahorro anual en US\$								6366.3	1726.6
Ahorro anual total en US\$								6366.3	

**Ahorro Económico = 7130 US\$/año**





<b>Inversión:</b>	
Cantidad	436
Costo unitario en US\$	25
Costo total	10 900
Reposición anual de fluorescentes	764
Ahorro anual incluido reposición anual	7 130
Periodo de Retorno de la Inversión simple en meses	18

### Retorno de la Inversión: 18 meses

Reemplazo de fluorescentes de 36 W x LED de 18W que operan 24 horas.

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	6 366
Mantenimiento/reposición fluorescente	764
Inversión en proyecto de mejora	10 900

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		6 366	6 366	6 366	6 366	6 366	6 366	6 366	6 366	6 366	6 366
Costos de mantenimiento anual		764	764	764	764	764	764	764	764	764	764
Flujo de caja	-10 900	7 130	7 130	7 130	7 130	7 130	7 130	7 130	7 130	7 130	7 130
<b>RESULTADOS</b>	<b>VAN (12%)</b>										
VAN A 10 AÑOS	29 388	US\$									
TIR A 10 AÑOS	65%										
PAYBACK (SIMPLE)	1.5	Años									

Para el caso de lámpara que operan 12 horas/día, se tiene los siguientes resultados:

item	Descripción Luminaria	Cantidad luminarias		Horas de uso diario		Horas uso mensual		Energía Mensual kWh	Demanda Mensual kW
		Uso continuo	Uso Temporal	Continuo	Temporal	Continuo	Temporal		
1	1 x 36 W	475		12		360	0	6,840	19
2	1 x 18 W	475		12		360	0	3,420	9.5
Ahorro mensual								3420	9.5
Ahorro anual								41040	114.0
Costo Unitario en US\$ / kW o US\$ / kWh								0.0845	16.50
Ahorro anual en US\$								3467.9	1881.0
Ahorro anual total en US\$								3467.9	

<b>Inversión:</b>	
Cantidad	475
Costo unitario en US\$	25
Costo total	11 875
Reposición anual de fluorescentes	315
Ahorro anual incluido reposición anual	3783
Periodo de Retorno de la Inversión simple en meses	37

**Ahorro Económico = 3783 US\$/año**



## Retorno de la Inversión: 37 meses

Evaluación Económica para el reemplazo de fluorescentes de 36 W x LED de 18W que operan 12 horas.

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	3 468
Mantenimiento/reposición fluorescente	315
Inversión en proyecto de mejora	11 875

	Beneficios Netos Totales											
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	
<b>2.- Costos Incrementales</b>												
Ahorros		3 468	3 468	3 468	3 468	3 468	3 468	3 468	3 468	3 468	3 468	3 468
Costos de mantenimiento anual		315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
Flujo de caja	-11 875	3 783	3 783	3 783	3 783	3 783	3 783	3 783	3 783	3 783	3 783	3 783
<b>RESULTADOS</b>												
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	9 500	US\$										
<b>TIR A 10 AÑOS</b>	29%											
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	3.1	Años										

El consumo de energía mensual, demanda de potencia, ahorro en energía y potencia y ahorro por renovación de lámparas fluorescentes de 18W versus LED de 9W es el siguiente:

	Descripción Luminaria	Cantidad luminarias		Horas de uso diario		Horas uso mensual		Energía Mensual kWh	Demanda Mensual kW
		Uso continuo	Uso Temporal	Continuo	Temporal	Continuo	Temporal		
1	1 x 18 W	59		12		360	0	425	1.18
2	1 x 9 W	59		12		360	0	212	0.59
Ahorro mensual								212	0.6
Ahorro anual								2549	7.1
Costo Unitario en US\$ / kW o US\$ / kWh								0.0845	16.50
Ahorro anual en US\$								215	116.8
Ahorro anual total en US\$								215	

<b>Inversión:</b>	
Cantidad	59
Costo unitario en US\$	15
Costo total	885
Reposición anual	52
Ahorro anual incluido reposición anual	267
Periodo de Retorno de la Inversión simple en meses	40

**Ahorro Económico = 267 US\$/año**

**Retorno de la Inversión: 3.3 años (40 meses)**



**Evaluación Económica para el reemplazo de fluorescentes de 18 W x LED de 9 W que operan 12 horas.**

1.- Datos	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	215
Mantenimiento/reposición fluorescente	52
Inversión en proyecto de mejora	885

	Beneficios Netos Totales											
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	
<b>2.- Costos Incrementales</b>												
Ahorros		215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215
Costos de mantenimiento anual		52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Flujo de caja	-885	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267
<b>RESULTADOS</b>												
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	624 US\$											
<b>TIR A 10 AÑOS</b>	28%											
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	3.3 Años											

En este caso la mano de obra para instalación de las nuevas lámparas se considera nula, el reemplazo de luminarias lo puede realizar el personal de mantenimiento de Laive, como parte de sus actividades de mantenimiento del sistema de alumbrado.

**REEMPLAZO DE LÁMPARAS HALOGENURO METÁLICO DE 400W POR LÁMPARAS DE INDUCCIÓN MAGNÉTICA DE 200W**

Reemplazar las lámparas de halogenuro metálico de 400W por lámparas de inducción de 200W permite ahorrar 200W y por lámpara instalada. Las Lámparas de Inducción Electromagnéticas no tienen electrodos y por lo tanto su durabilidad se extiende, estas lámparas poseen similar flujo luminoso y una mayor cantidad de horas de vida útil (60 000 horas respecto a 10 000 a 15 000 horas).

Las Lámparas de Inducción Electromagnética tienen un factor de potencia muy alto, sobre 0.98. Este factor de potencia implica que no hay derroche energía transformada en calor.

Se verificó la cantidad de lámparas de halogenuro metálico de 400W en las diferentes áreas que se muestran en los siguientes cuadros.



**Cuadro N° 5.2: Parque de Lámparas de Halogenuro Metálico de 400W que Operan 24 horas**

Zona General	Área	Zona	Cantidad Equipos	POTENCIA (W)	Horas/día	Días al año
Almacén CD	1° piso	Almacén PT	95	400	24	365
Planta Cárnicos		Cámara 11A	5	400	24	365
Planta Lácteos	1° piso	Distribución	10	400	24	365
Planta Lácteos		Envasado	10	400	24	365
Planta Lácteos		Quesos	10	400	24	365
Planta Lácteos		Botellas	10	400	24	365
Bazo Velarde	3° piso		4	400	24	365
Planta UHT		Almacén UHT	3	400	24	365
Planta UHT		Formulación	10	400	24	365
Planta UHT		Esterilización	22	400	24	365
Planta UHT	1° piso	Sala bobina	1	400	24	365
Planta UHT		Embolsadora	6	400	24	365
Planta UHT		Envasadora	6	400	24	365
Planta UHT		Sixpack	4	400	24	365
Planta UHT		Distribución de bolsa	4	400	24	365
<b>TOTAL</b>			<b>200</b>			



**Cuadro N° 5.3: Parque de Lámparas de Halogenuro Metálico de 400W que Operan más de 11 horas**

Zona General	Área	Zona	Cantidad Equipos	POTENCIA (W)	Horas/día	Días al año
Almacén CD	Almacén CD	Exterior entrada	4	400	11	365
Almacén CD		Exterior salida	3	400	11	365
Almacén CD		Muelle descarga	9	400	11	365
Almacén CD		Almacén (rampa)	4	400	11	365
Fábrica		Muro exterior	13	400	11	365
Fábrica		Muro exterior	1	400	11	365
Almacén Insumos		Almacén Insumos 1	2	400	12	365
Planta Lácteos		Almacén lácteos	3	400	12	365
Planta Lácteos		Almacén embalaje	2	400	12	365
Fábrica Queso Fundido		Entrada	4	400	12	365
Talleres, etc.		Caldera	1	400	12	365
Planta UHT		Zona CAP	24	400	12	365
Planta UHT		Distribución	15	400	12	365
Almacén Insumos		Insumos	15	400	12	365
Exteriores		Almacén respuestos	3	400	11	365
Exteriores		Planta Lácteos	2	400	11	365
Exteriores		Puerta 3	1	400	11	365
Exteriores		Devolución	1	400	11	365
Exteriores		UHT	17	400	11	365
Exteriores		Muro en frente UHT	4	400	11	365
Exteriores		Muro en frente UHT	2	400	11	365
Exteriores		Almacén Insumos	24	400	11	365
Exteriores		Muro en frente Insumos	1	400	11	365
Exteriores		Muro en frente Insumos	2	400	11	365
Exteriores		Almacén frío zona distribución	4	400	11	365
Exteriores		Salida puerto 4	4	400	11	365
Exteriores		Lácteos	13	400	11	365
Exteriores		Comedor y vigilancia	4	400	11	365
<b>TOTAL</b>			<b>182</b>			



- A) El consumo de energía mensual, demanda de potencia y ahorro en energía y potencia aproximado de lámparas de halogenuro metálico de 400 W versus de inducción magnética de 200 W es el siguiente:

### Caso1: 24 horas de uso/día

item	Descripción Luminaria	Cantidad luminarias		Horas de uso diario		Horas uso mensual		Energía Mensual kWh	Demanda Mensual kW
		Uso continuo	Uso Temporal	Continuo	Temporal	Continuo	Temporal		
1	1 x 400 W	200			24	720		66,240	92
2	1 x 200 W	200			24	720		30,240	42
Ahorro mensual								36000	50.0
Ahorro anual								432000	600.0
Costo Unitario en US\$ / kW o US\$ / kWh								0.0845	15.0
Ahorro anual en US\$								36504	
Ahorro anual total en US\$								36504	

Nota: Para el caso del ahorro en la demanda mensual se ha considerado un factor de simultaneidad de 1.0.

<b>Inversión:</b>	
Cantidad	200
Costo unitario en US\$	350
Costo total	70 000
Reposición anual	4380
Ahorro anual incluido reposición anual	40 884
Periodo de Retorno de la Inversión simple en meses	21

**Ahorro Económico Total = 40 884 US\$/año**

**Retorno de la Inversión: 1.7 años (21 meses)**

**Evaluación Económica para el reemplazo de lámparas de halogenuros metálicos de 400W por lámparas de inducción de 200W - operan 24 horas/día (TIPO HIGH BAY)**

1.- Datos	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	36 504
Mantenimiento	4 380
Inversión en proyecto de mejora	70 000

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		36 504	36 504	36 504	36 504	36 504	36 504	36 504	36 504	36 504	36 504
Costos de reposición anual		4 380	4 380	4 380	4 380	4 380	4 380	4 380	4 380	4 380	4 380
Flujo de caja	-70 000	40 884	40 884	40 884	40 884	40 884	40 884	40 884	40 884	40 884	40 884
<b>RESULTADOS</b>	<b>VAN (12%)</b>										
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	161 004	US\$									
<b>TIRA A 10 AÑOS</b>	58%										
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	1.7	Años									

**Caso 2: 12 horas de uso/día**

item	Descripción Luminaria	Cantidad luminarias		Horas de uso diario		Horas uso mensual		Energía Mensual kWh	Demanda Mensual kW
		Uso continuo	Uso Temporal	Continuo	Temporal	Continuo	Temporal		
1	1 x 400 W	182			12	360		30,139	84
2	1 x 200 W	182			12	360		13,759	38
Ahorro mensual								16380	46
Ahorro anual								196560	546
Costo Unitario en US\$ / kW o US\$ / kWh								0.0845	15
Ahorro anual en US\$								16609.3	
Ahorro anual total en US\$								16609.3	

Nota: Para el caso del ahorro en la demanda mensual se ha considerado un factor de simultaneidad de 1.0.

<b>Inversión:</b>	
Cantidad	182
Costo unitario en US\$	350
Costo total	63 700
Reposición anual	1 993
Ahorro anual incluido reposición anual	18 602
Periodo de Retorno de la Inversión simple en meses	41

**Ahorro Económico Total = 18,602 US\$/año**

**Retorno de la Inversión = 3.4 años (41 meses)**

**Evaluación Económica para el reemplazo de lámparas de halogenuros metálicos de 400W por lámparas de inducción de 200W - operan 12 horas/día**  
(TIPO REFLECTOR)

1.- Datos	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	16 609
Mantenimiento	1 993
Inversión en proyecto de mejora	63 700

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		16 609	16 609	16 609	16 609	16 609	16 609	16 609	16 609	16 609	16 609
Costos de reposición anual		1 993	1 993	1 993	1 993	1 993	1 993	1 993	1 993	1 993	1 993
Flujo de caja	-63 700	18 602	18 602	18 602	18 602	18 602	18 602	18 602	18 602	18 602	18 602
<b>RESULTADOS</b>	<b>VAN (12%)</b>										
VAN A 10 AÑOS	41 407	US\$									
TIR A 10 AÑOS	26%										
PAYBACK (SIMPLE)	3.4	Años									

Asimismo, durante la visita se pudo observar que las lámparas de las naves de producción de las tres plantas mantienen encendidas las 24 horas, a pesar de tener techos translúcidos en lácteos y UHT, urge mejorar el mantenimiento de los techos translúcidos y evaluar aumentar el área de dichos techos, para en lo posible evitar ser encendidas las lámparas durante el día.



## 5.5 PROPUESTA DE MEJORA DEL CONTRATO TARIFARIO: REDUCCIÓN DEL CARGO DE POTENCIA EN HORAS PUNTA

Actualmente, la tarifa facturada del consumo de energía en las tres plantas es MT1, se ha evaluado las ventajas económicas de modificar el contrato tarifario.

De acuerdo al contrato tarifario, se reconoce como horas de punta para la energía y potencia el periodo de 18:00 horas a 23:00 horas; sin embargo, es posible modificar el periodo de horas de punta para la demanda de potencia a la demanda coincidente con el SEIN. Tomando como premisa esta modificación del periodo de horas punta, considerando la estadística disponible en el sistema de clientes libres SICLI del OSINERGMIN, se pueden obtener los siguientes ahorros.

**Cuadro N° 5.4: Evaluación de los Ahorros Potenciales por Modificar Contrato Tarifario**

Periodo	Nombre Suministro	MaxDemHP	MaxDemFP	Máxima Demanda Total	Demanda Coincidente con el SEIN
201601	CARNICOS	647	915	915	594
201602	CARNICOS	622	842	842	552
201603	CARNICOS	628	915	915	562
201604	CARNICOS	607	866	866	540
201605	CARNICOS	616	838	838	486
201601	LACTEOS	910	971	971	733
201602	LACTEOS	958	977	977	612
201603	LACTEOS	951	1 038	1 038	691
201604	LACTEOS	966	1 006	1 006	674
201605	LACTEOS	892	997	997	628
201601	UHT	1 383	1 412	1 412	1 272
201602	UHT	1 366	1 393	1 393	1 023
201603	UHT	1 329	1 361	1 361	1 068
201604	UHT	1 258	1 386	1 386	948
201605	UHT	1 416	1 450	1 450	980
<b>PROMEDIO</b>	<b>UHT</b>	<b>1 351</b>	<b>1 401</b>	<b>1 401</b>	<b>1 058</b>
<b>PROMEDIO</b>	<b>LACT/CARNI</b>	<b>780</b>	<b>937</b>	<b>937</b>	<b>607</b>
<b>AHORRO DE POTENCIA LACTEOS/CARNICOS</b>					<b>173</b>
<b>AHORRO DE POTENCIA UHT</b>					<b>292</b>
<b>AHORRO EN EL CARGO DE LA POTENCIA HP UHT</b>					<b>16 078</b>
<b>AHORRO EN EL CARGO DE LA POTENCIA HP LACTEOS Y CARNICOS</b>					<b>7 266</b>
<b>AHORRO TOTAL EN EL CARGO DE LA POTENCIA EN HP</b>					<b>23 344</b>
Costo Unitario de la potencia en UHT: 55 SOLES/KW					
Costo Unitario de la potencia en LACTEOS/CARNICOS: 42 SOLES/KW					

Ahorro en la máxima demanda de lácteos y cárnicos: 173 kW

Ahorro en la máxima demanda de UHT: 292 kW





De las facturas de Luz del Sur del mes de junio de 2016, se ha obtenido los siguientes costos unitarios por cargo de potencia en horas punta:

Costo Unitario de la potencia en UHT: 55 SOLES/kW

Costo Unitario de la potencia en LACTEOS/CARNICOS: 42 SOLES/kW

Trabajando en las mismas condiciones actuales de operación, se ha estimado que la empresa logrará reducir la facturación de energía eléctrica en 23 344 soles/mes equivalente a 280 128 soles/año (84 123 US\$/año)

**Ahorro Económico = 84 123 US\$/año**

Este ahorro se puede incrementar fácilmente, reduciendo en lo posible el consumo en las horas de punta del SEIN (18:30 a 20:00 horas)

**Acción:** Solicitar a la empresa Concesionaria **LUZ DEL SUR S.A**, la modificación del contrato tarifario de cliente libre, en el periodo de registro de las horas de punta para la facturación de potencia para que se la demanda coincidente con la máxima demanda del el SEIN. Se debe evaluar la posibilidad de esta modificación antes de la fecha de finalización del contrato tarifario (agosto de 2018).

**Inversión:** Se considera inversión de US\$ 7 000.00 por la contratación de un asesor en contratos tarifarios, no se considera otros costos puesto que el trámite administrativo es gratuito.

**Retorno de la Inversión: 1 mes**

## **5.6 PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN**

### **5.6.1 Objetivo**

Evaluar la viabilidad de implementación de una central de cogeneración en la planta de LAIVE S.A. El diseño de la planta de energía está en función de la sustitución de la producción de vapor de la caldera de mayor tamaño (700 BHP).

### **5.6.2 Metodología del Estudio**

La metodología empleada para el desarrollo de este estudio, está basada en la comparación de dos situaciones de la planta:



- a. **Situación de referencia**, la cual define las condiciones energéticas con las cuales está operando actualmente la planta o con los que la empresa ha previsto operarla en el caso de no llevar a cabo la instalación propuesta. La comparación de esta situación con las diversas alternativas que se proponen en el estudio permitirá realizar la evaluación técnico – económica de la misma.
- b. **Implementación del Sistema de Cogeneración**, corresponde a la nueva situación energética después de instalar las alternativas seleccionadas.

En ambos casos, es fundamental para la correcta comparación de situaciones, que las energías aportadas al proceso del usuario sean idénticas (lo que implica que todas las demandas de energía sean cubiertas), de forma que se obtengan las mismas prestaciones de su proceso. Los excesos o defectos de las diversas energías generadas repercutirán en mayor o menor compra y venta de energía y deberán ser consideradas en el análisis.

### 5.6.3 Situación de referencia

A continuación, se describen los parámetros más significativos de cada situación, tanto en sus aspectos energéticos como económicos.

#### a) Operación de las Instalaciones

El régimen de operación de la planta de producción de LAIVE S.A., es continuo, a tres turnos por día y siete días por semana, operando 8400 horas al año, con 360 horas de parada de planta por mantenimiento.

#### b) Demanda térmica de la actividad productiva

La principal demanda de energía térmica de LAIVE S.A., la constituye la generación de vapor saturado para procesos, suministrado por 04 calderas piro-tubulares (una en stand by), que operan con a gas natural con y juntas suman una capacidad instalada de 25,1 T/h de vapor a 8,3 bar.

Debido a que se desconoce la demanda total de vapor, el proyecto consistirá en el reemplazo de la caldera de mayor tamaño (700 BHP), que opera siempre.

De acuerdo a la información recopilada, la planta consume en promedio 313 891 sm<sup>3</sup>/mes (3 766 697 sm<sup>3</sup>/año). El suministro de gas natural se realiza a través de la red de ductos de la empresa Cálidda.



### **c) Demandas eléctricas de la actividad**

Como se comentó anteriormente, para el aprovisionamiento de energía eléctrica, LAIVE S.A. como Cliente Libre, dispone de un contrato firmado con la empresa Luz del Sur.

El proyecto de cogeneración, pretende cubrir la demanda de la planta UHT, reemplazando al suministro de Luz del Sur, que se realiza a una tensión de 22,9 kV y finalmente se distribuye a la planta en baja tensión.

De acuerdo a la información recopilada, la máxima demanda de potencia de la planta UHT es de 1 548 kW en horas punta; así también, su máxima demanda en horas fuera de punta es de 1 470 kW. El consumo anual promedio de energía eléctrica en la planta de UHT asciende a 9 094 MWh/año.

### **d) Costos de aprovisionamiento de energía**

El suministro de gas natural, está establecido dentro del pliego tarifario de la empresa Calidda, en la categoría tarifaria "D"; dentro de esta, el combustible tiene un costo unitario promedio de 7,43 US\$/MMBTU (T.C. 3,28 S/./US\$).

En lo que refiere a aprovisionamiento de energía eléctrica, el costo unitario promedio del suministro de energía eléctrica (para la planta UHT), tomando en cuenta las condiciones del contrato con Luz del Sur, asciende a 79,80 US\$/MWh. Dichos costos se han evaluado aplicando las tarifas correspondientes y los complementos por la modulación de su demanda sin considerar el IGV.

### **e) Crecimiento de la demanda y expansiones de planta**

Según la información dada a conocer durante la reunión realizada en planta, no existen actualmente planes de expansión de la planta actual. Por lo tanto, el presente informe se centrará en el análisis de viabilidad de la planta sin considerar un aumento en las demandas de energía anuales.

## **5.6.4 Implementación del Sistema de Cogeneración**

### **a) Premisas de diseño**

Como premisas de diseño se han tomado los datos mostrados en el Cuadro N° 4.5.

**Cuadro N° 5.5: Premisas de Diseño del Sistema de Cogeneración**

Tipo de cambio	S./US\$	3,33
Poder calorífico inferior del GN	GJ/sm <sup>3</sup>	0,0368
	BTU/m <sup>3</sup>	34908
	kWh/sm <sup>3</sup>	10,23
Potencia del caldero a reemplazar	BHP	700
Demanda de vapor	t/h	9,53
Eficiencia de las calderas actuales	%	80%
Temperatura promedio de agua de alimentación	°C	95
Entalpía del agua de alimentación	kCal/kg	95,88
Presión promedio de alimentación de vapor	Bar	8,3
Temperatura del vapor saturado	°C	176,8
Entalpía del vapor saturado	kCal/kg	667,69
Consumo promedio actual de gas natural	sm <sup>3</sup> /mes	313 891
	sm <sup>3</sup> /año	3 766 697
Horas de operación al año	h/año	8 400
Horas de parada de planta	h/año	360
Máxima demanda de potencia	kW	1 548
Energía eléctrica consumida anualmente	MWh/año	9 094
Costo de mantenimiento de la planta actual (calderas)	US\$/año	10 811
Tasa de crecimiento de la demanda eléctrica	%	0%
Tasa de crecimiento de la demanda térmica	%	0%
Potencia contratada a LUZ DEL SUR	kW	1 670

#### b) Modelos para venta de energía

Se plantearán dos modelos para la venta de excedentes de energía eléctrica:

- **Venta al Distribuidor:** Según este modelo, el cogenerador, vende la energía excedente al distribuidor, quien le compra la energía a un 80% del Precio en Barra. Para asegurar la confiabilidad del sistema y el suministro de energía durante las paradas de mantenimiento y fallas, se deberá firmar un “contrato de garantía de suministro” con el distribuidor, el cual estipula una retribución mensual igual al 50% de la potencia contratada; siendo así, la energía se podrá tomar de sus redes al mismo costo con la que recibe actualmente.
- **Venta al sistema interconectado a través del COES:** Este esquema, plantea que la planta de cogeneración sea parte del COES, de tal manera que toda la energía y potencia se entregue al SEIN. De esta manera, la planta de LAIVE S.A., opera como un Cliente Libre. Los retiros e inyecciones de energía y potencia, se hacen a las mismas tarifas aplicables a los generadores: a costo marginal y valorización de potencia en el SEIN.



### c) Tarifas proyectadas

Así también, para las proyecciones de los flujos de caja, se utilizará la siguiente proyección de tarifas de gas y energía eléctrica.

**Cuadro N° 5.6: Tarifas Proyectadas**

Año	Tarifa aplicable a consumidor (US\$/MWh)	Tarifa en Barra (US\$/MWh)	Cargo ER (US\$/MWh)	Peaje conexión al sistema secundario (US\$/MWh)	Peaje conexión al SPT (US\$/kW-mes)	Precio de potencia en el SEIN (US\$/kW-mes)	Costo marginal promedio (US\$/MWh)	Costo del GN - Generador (US\$/m <sup>3</sup> )	Costo del GN - Industrial (US\$/m <sup>3</sup> )
1	86,8	65,8	2,8	2,1	7,6	6,8	31,9	0,1793	0,2699
2	85,8	65,1	2,8	2,1	7,6	6,8	32,8	0,1867	0,2811
3	84,8	64,3	2,8	2,1	8,6	6,8	31,9	0,1949	0,2935
4	83,8	63,6	2,8	2,1	8,6	6,8	30,9	0,1984	0,2987
5	82,8	62,8	2,8	2,1	8,6	6,8	29,9	0,2002	0,3013
6	79,9	60,6	2,8	2,1	8,6	6,8	29,0	0,2041	0,3073
7	78,9	59,8	2,8	2,1	8,6	6,8	28,0	0,2066	0,3111
8	76,9	58,4	2,8	2,1	8,6	6,8	27,0	0,2093	0,3152
9	75,9	57,6	2,8	2,1	8,6	6,8	25,1	0,2146	0,3230
10	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,8	24,1	0,2145	0,3230
11	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2146	0,3231
12	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2157	0,3247
13	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2152	0,3239
14	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2152	0,3239
15	73,9	56,1	2,8	2,1	8,6	6,9	24,1	0,2152	0,3239



#### d) Alternativas consideradas

La selección de las alternativas se ha realizado tomando como base de la generación de vapor de la caldera a sustituir (9,53 t/h). Algunas alternativas consideradas cuentan con una producción de vapor inferior o ligeramente superior.

Las alternativas de generación y sus inversiones asociadas, que fueron consideradas en el análisis, se muestran en el cuadro siguiente.

**Cuadro N° 5.7: Alternativas Consideradas y Nivel de Inversión**

N°	Fabricante	Modelo Comercial	Potencia (MW)	Producción de Vapor (t/h)	Inversión Total* (US\$)
1	Kawasaki	M1A-17D	1,7	5,2	2 864 892
2	OPRA	OP16-3B	1,9	5,8	3 126 637
3	Solar	Centaur 40	3,5	10,2	5 386 323
4	Rolls-Royce	501-KB5	3,9	10,7	5 819 397

(\*) Sistema de cogeneración completo "llave en mano".

#### 5.6.5 Resultados de la evaluación

Según los requerimientos del LAIVE S.A. y las recomendaciones de CENERGIA, las mejores alternativas a considerar según la energía a colocar en el sistema son:

##### **Modelo de venta al distribuidor:**

**Alternativa 1:** 01 turbina de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW, con su caldera de recuperación.

**Alternativa 2:** 01 turbina de gas OPRA OP16-3B de 1,9 MW, con una caldera de recuperación.

Las alternativas no elegidas tienen períodos de recuperación mayores de 10 años, debido al monto elevado de la inversión.

##### **Modelo de venta al SEIN a través del COES:**

De acuerdo al monto de inversión y los costos marginales tomados en cuenta; se tiene que no hay alternativas viables en este modelo de venta de energía.



### 5.6.6 Estudio Normativo

Se obtuvieron los siguientes resultados para el análisis normativo de las alternativas seleccionadas:

**Cuadro N° 5.8: Cálculo de los indicadores REE y C para las alternativas consideradas**

Reglamento		Alternativa 1		Alternativa 2	
REE	C	REE	C	REE	C
0,55	0,40	0,68	0,49	0,68	0,49

Como se puede observar, las alternativas cumplen con los valores mínimos requeridos por el Reglamento de Cogeneración.

### 5.6.7 Comparación económica de alternativas

En base a la información obtenida en los flujos de caja de los proyectos se procedió a calcular los principales indicadores económicos de rentabilidad para las alternativas seleccionadas, tomando en cuenta el ahorro respecto a la situación de referencia.

**Cuadro N° 5.9: Cálculo de los Principales Indicadores Económicos para cada Alternativa**

Indicadores	Alternativa 1	Alternativa 2
Inversión (US\$)	2 864 892	3 126 637
VAN (US\$)	3 029 603	2 420 569
T.I.R. (% / año)	30,5%	26,1%
Retorno Simple (años)	4	4

### 5.6.8 Alternativa Seleccionada

De acuerdo a las especificaciones técnicas, estudio normativo y comparación económica de las alternativas, se tiene que la mejor opción para la planta de cogeneración de LAIVE S.A., es la Alternativa 1, compuesta por turbina de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW, con su caldera de recuperación.

Lo flujos de caja de las alternativas seleccionadas, junto con las especificaciones técnicas de los grupos generadores, se recogen en el Anexo N° 2.



## 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

### 6.1 CONCLUSIONES

1. Se ha identificado potenciales ahorros en el reemplazo de lámparas fluorescentes de 36W y 18W, halogenuro metálico de 400W, por otros de mayor eficiencia, siendo el periodo de retorno de 2 a 3 años.
2. Con el fin de evitar los pagos por energía reactiva en las plantas de Lácteos y UHT, se debe ampliar la capacidad de la compensación reactiva en 140 kVAR y 180 kVAR, respectivamente.
3. Se debe evaluar la factibilidad implementar los proyectos de eficiencia energética identificados en el diagnóstico por sus beneficios económicos y ambientales. Se recomienda realizar un estudio de Eficiencia Energética que permita cuantificar mejor los potenciales ahorros energéticos y económicos para la empresa y evaluar otras medidas de eficiencia energética como la administración de los energéticos
4. Asimismo, evaluar la viabilidad de modificar el contrato tarifario con respecto al periodo de Horas Punta para la potencia, para que sea el Coincidente con el SEIN, ya que representa beneficios económicos importantes para LAIVE. Asimismo, en una segunda etapa se recomienda instalar un sistema automático de control de la máxima demanda de potencia.
5. Con el fin de educar y concientizar al personal que labora en la planta en temas relacionados con el ahorro de la energía, se sugiere programar charlas y exposición de videos relacionados con el tema.
6. La alternativa más recomendable para la implementación de un sistema de cogeneración es la compuesta por turbina de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW, con su caldera de recuperación.
7. La alternativa de cogeneración seleccionada, posee un REE de 0,68 y un C de 0,49, lo que hace que califique como central de cogeneración; así también, demanda una Inversión de US\$ 2 864 892, que a lo largo de un periodo de análisis de 15 años nos da un VAN de US\$ 3 029 603 y una T.I.R. de 30,5%, con un periodo de retorno simple de la inversión de 4 años.
8. La alternativa de cogeneración seleccionada permitirán cubrir la totalidad de la demanda de energía eléctrica del suministro para la planta UHT y parcialmente la demanda de energía térmica (vapor) para toda la planta.





## 6.2 RECOMENDACIONES

1. Durante la visita técnica se pudo observar que las lámparas de las naves de producción de las tres plantas mantienen encendidas las 24 horas, a pesar de tener techos translúcidos en lácteos y UHT, se debe mejorar el mantenimiento de los techos translúcidos y evaluar aumentar el área de dichos techos, para en lo posible evitar ser encendidas las lámparas durante el día.
2. De acuerdo a los resultados obtenidos, sería conveniente una evaluación del proyecto a nivel de pre-factibilidad; sin embargo, se debería realizar antes un estudio de eficiencia energética para poder determinar con exactitud los consumos energéticos y tener la situación de referencia optimizada, de esta manera se podrá obtener una mejor cuantificación de los beneficios del proyecto.
3. Para análisis futuros, se requiere que el personal de planta lleve a cabo un programa de monitoreo constante a lo largo del año, identificando los días de mayor carga térmica (en base a la producción) y consumo eléctrico, para ello deberán implementarse sistemas de medición y adquisición de datos, en los principales puntos de suministro.
4. Así mismo, para el diseño óptimo de la caldera de recuperación de calor (HRSG), es necesario conocer la curva de demanda de vapor de la planta, por esta razón es que se recomienda ejecutar un monitoreo de la demanda cada 15 min, no menor a un año.
5. Recomendaciones para el Sistema de Refrigeración:
  - a) Realizar los cambios de los sistemas de compresión por compresores modernos de pistón o de tornillo, de preferencia de los segundos.
  - b) Centralizar la carga de refrigeración de la mayor parte de los equipos de la planta.
  - c) Evitar consumo excesivo de agua ya que si bien el consumo en m<sup>3</sup> no afecta la facturación total por agua de la planta, en lo que le afecta es en el consumo de energía eléctrica por bombeo de la misma.
  - d) Optimizar las presiones de cada equipo de refrigeración en lo que se refiere al recalentamiento en el evaporador y el sub-enfriamiento en el condensador.
  - e) Todos los sistemas de preferencia deben trabajar con frío de alta calidad, es decir la temperatura de evaporación debe estar acorde con la temperatura requerida, ya que sabemos que con una mayor presión de evaporación se aumenta la capacidad del equipo sin descuidar la



temperatura de conservación del producto a enfriar el cual puede ser simplemente agua.

- f) Se deben levantar todas las observaciones que están originando en excesivo consumo de energía eléctrica, dichas observaciones están confirmadas con la experiencia, fotos y fotos termografías.



# Anexos



## Anexo 1: Parte Eléctrica



## DIAGRAMAS DE CARGA LACTEOS

**Figura 1**  
**EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA**  
**TOTAL LACTEOS**

FECHA : 06-jun-16

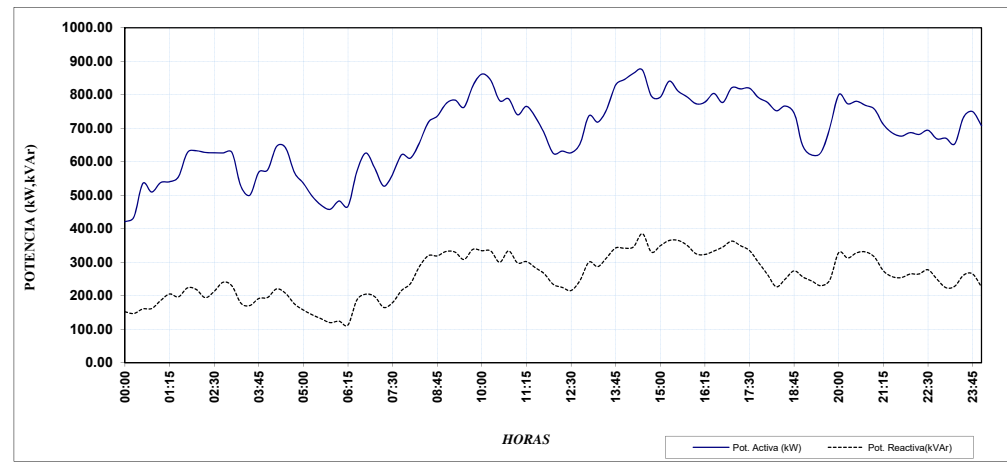
DIA : LUNES

**REPORTE DE REGISTROS**

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
0:15	434.5	147.0	0.95
0:30	535.0	160.8	0.96
0:45	509.5	161.9	0.95
1:00	537.8	185.8	0.95
1:15	540.3	205.3	0.93
1:30	555.1	196.8	0.94
1:45	627.4	223.4	0.94
2:00	632.9	218.7	0.95
2:15	627.6	194.3	0.96
2:30	626.8	213.0	0.95
2:45	626.3	240.4	0.93
3:00	627.4	229.2	0.94
3:15	526.2	177.8	0.95
3:30	500.1	170.9	0.95
3:45	568.8	191.8	0.95
4:00	575.7	195.1	0.95
4:15	645.8	220.4	0.95
4:30	641.9	207.5	0.95
4:45	567.7	175.6	0.96
5:00	535.9	157.5	0.96
5:15	496.6	143.2	0.96
5:30	470.2	131.4	0.96
5:45	458.1	119.8	0.97
6:00	482.8	124.2	0.97
6:15	467.2	112.9	0.97
6:30	571.3	187.4	0.95
6:45	626.0	204.7	0.95
7:00	580.7	197.3	0.95
7:15	527.3	165.2	0.95
7:30	562.8	179.7	0.95
7:45	620.8	215.7	0.94
8:00	610.9	236.3	0.93
8:15	655.9	286.9	0.92
8:30	717.8	319.6	0.91
8:45	735.9	319.0	0.92
9:00	773.8	332.2	0.92
9:15	784.0	330.3	0.92
9:30	762.6	308.3	0.93
9:45	826.9	338.6	0.93
10:00	861.5	334.4	0.93
10:15	842.8	333.6	0.93
10:30	782.4	299.8	0.93
10:45	787.9	333.9	0.92
11:00	740.3	298.2	0.93
11:15	765.3	302.0	0.93
11:30	733.4	283.6	0.93
11:45	684.3	265.7	0.93
12:00	625.2	234.1	0.94

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
12:15	631.8	225.1	0.94
12:30	626.8	215.7	0.95
12:45	653.2	245.7	0.94
13:00	736.7	300.4	0.93
13:15	718.3	286.9	0.93
13:30	756.8	314.1	0.92
13:45	829.1	342.7	0.92
14:00	845.6	341.9	0.93
14:15	864.0	346.0	0.93
14:30	873.3	385.3	0.91
14:45	796.1	330.3	0.92
15:00	792.8	349.3	0.92
15:15	840.3	364.9	0.92
15:30	810.7	365.2	0.91
15:45	793.6	350.6	0.91
16:00	773.0	325.4	0.92
16:15	777.7	323.2	0.92
16:30	803.8	333.3	0.92
16:45	776.9	345.4	0.91
17:00	820.6	363.0	0.91
17:15	817.3	349.3	0.92
17:30	819.5	335.0	0.93
17:45	791.4	299.5	0.94
18:00	777.4	264.1	0.95
18:15	752.1	227.0	0.96
18:30	766.4	249.8	0.95
18:45	745.3	274.3	0.94
19:00	645.0	255.8	0.93
19:15	620.2	243.7	0.93
19:30	627.1	230.0	0.94
19:45	701.3	247.3	0.94
20:00	799.9	328.9	0.92
20:15	773.0	312.7	0.93
20:30	780.4	328.1	0.92
20:45	768.1	330.9	0.92
21:00	756.8	315.5	0.92
21:15	711.2	274.5	0.93
21:30	686.2	256.9	0.94
21:45	676.3	254.2	0.94
22:00	687.0	264.9	0.93
22:15	681.5	264.9	0.93
22:30	693.9	277.5	0.93
22:45	668.3	249.8	0.94
23:00	670.2	224.2	0.95
23:15	653.5	228.4	0.94
23:30	733.4	261.9	0.94
23:45	749.7	265.2	0.94
24:00	707.6	226.2	0.95

**DIAGRAMA DE CARGA**



**PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	799.9 kW	H.P	710.5 kW
H.F.P	873.3 kW	H.F.P	678.5 kW
DIA	873.3 kW	DIA	685.2 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	3553 kWh	H.P	1353 kVARh
H.F.P	12892 kWh	H.F.P	4874 kVARh
DIA	16445 kWh	DIA	6226 kVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.89	H.P	0.67
H.F.P	0.78	H.F.P	0.62
DIA	0.78	DIA	0.63
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)</b>		0.94	Inductivo

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

**Figura 2**  
**EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA**  
**TOTAL LACTEOS**

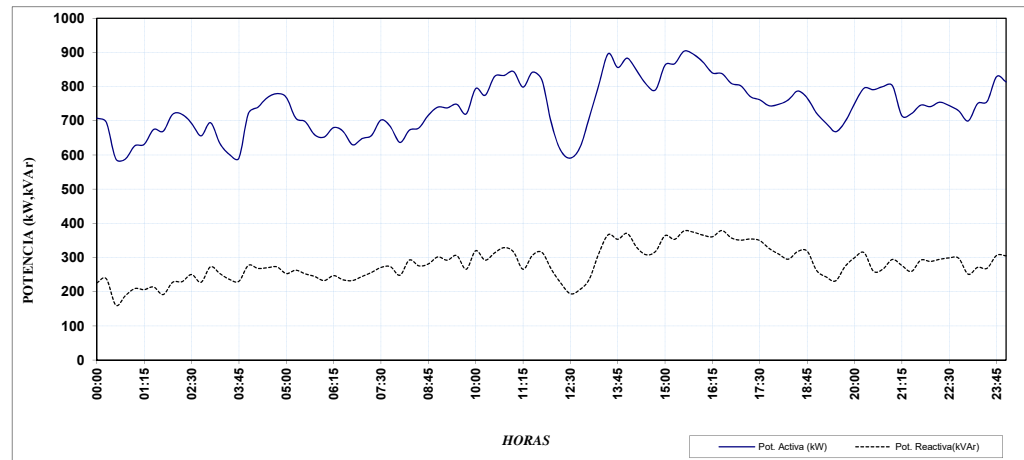
**REPORTE DE REGISTROS**

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.	Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
0:15	695.2	237.7	0.95	12:15	611.7	224.8	0.94
0:30	588.6	160.8	0.96	12:30	590.8	194.0	0.95
0:45	587.8	188.0	0.95	12:45	621.0	206.1	0.95
1:00	626.5	209.1	0.95	13:00	710.1	236.9	0.95
1:15	631.2	206.1	0.95	13:15	804.9	311.9	0.93
1:30	674.6	213.8	0.95	13:30	896.4	366.9	0.93
1:45	669.4	191.5	0.96	13:45	856.0	353.4	0.92
2:00	718.9	227.5	0.95	14:00	883.2	370.4	0.92
2:15	718.9	229.5	0.95	14:15	846.7	329.8	0.93
2:30	692.8	250.3	0.94	14:30	807.1	308.1	0.93
2:45	655.9	227.5	0.94	14:45	790.9	318.2	0.93
3:00	694.4	272.9	0.93	15:00	863.1	364.1	0.92
3:15	633.4	252.8	0.93	15:15	867.0	353.1	0.93
3:30	601.5	236.1	0.93	15:30	903.5	377.8	0.92
3:45	590.8	230.6	0.93	15:45	894.5	374.0	0.92
4:00	721.4	277.0	0.93	16:00	871.7	365.5	0.92
4:15	739.5	268.2	0.94	16:15	840.1	360.8	0.92
4:30	767.8	270.1	0.94	16:30	838.1	378.9	0.91
4:45	779.3	272.9	0.94	16:45	809.3	357.2	0.91
5:00	768.6	253.1	0.95	17:00	802.1	350.9	0.92
5:15	707.9	263.0	0.94	17:15	770.8	354.2	0.91
5:30	697.4	252.3	0.94	17:30	761.2	349.5	0.91
5:45	659.0	244.6	0.94	17:45	743.9	326.2	0.92
6:00	652.4	232.5	0.94	18:00	748.3	310.0	0.92
6:15	680.1	247.0	0.94	18:15	780.9	295.1	0.93
6:30	669.1	234.7	0.94	18:30	787.0	317.7	0.93
6:45	629.8	232.8	0.94	18:45	766.7	318.5	0.92
7:00	648.0	244.6	0.94	19:00	721.9	261.9	0.94
7:15	657.0	256.4	0.93	19:15	693.3	243.2	0.94
7:30	702.1	271.0	0.93	19:30	668.0	231.7	0.94
7:45	682.9	273.2	0.93	19:45	697.2	273.7	0.93
8:00	636.7	248.1	0.93	20:00	749.9	299.5	0.93
8:15	672.4	292.7	0.92	20:15	795.3	314.4	0.93
8:30	679.0	275.6	0.93	20:30	790.9	260.0	0.95
8:45	716.1	281.1	0.93	20:45	800.2	266.3	0.95
9:00	740.0	301.7	0.93	21:00	802.7	294.3	0.94
9:15	737.8	292.1	0.93	21:15	714.8	276.7	0.93
9:30	748.3	305.9	0.93	21:30	720.8	259.1	0.94
9:45	720.3	265.7	0.94	21:45	745.8	292.4	0.93
10:00	794.2	319.9	0.93	22:00	741.4	288.5	0.93
10:15	774.7	292.4	0.94	22:15	754.3	294.9	0.93
10:30	829.6	313.5	0.94	22:30	744.2	299.0	0.93
10:45	832.6	328.9	0.93	22:45	729.3	297.9	0.93
11:00	843.9	316.3	0.94	23:00	699.6	251.2	0.94
11:15	798.6	265.7	0.95	23:15	750.5	271.2	0.94
11:30	842.3	306.7	0.94	23:30	756.5	268.8	0.94
11:45	818.6	314.9	0.93	23:45	829.1	306.1	0.94
12:00	691.4	264.9	0.93	24:00	813.7	305.0	0.94

FECHA : 07-jun-16

DIA : MARTES

**DIAGRAMA DE CARGA**



**PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS			
<b>MAXIMA DEMANDA</b>		<b>DEMANDA PROMEDIO</b>	
H.P	802.7 kW	H.P	744.2 kW
H.F.P	903.5 kW	H.F.P	738.2 kW
DIA	903.5 kW	DIA	739.4 kW
<b>ENERGIA ACTIVA</b>		<b>ENERGIA REACTIVA</b>	
H.P	3721 kWh	H.P	1409 kVARh
H.F.P	14025 kWh	H.F.P	5352 kVARh
DIA	17746 kWh	DIA	6761 kVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
<b>FACTOR DE CARGA</b>		<b>FACTOR DE PERDIDAS</b>	
H.P	0.93	H.P	0.68
H.F.P	0.82	H.F.P	0.68
DIA	0.82	DIA	0.68
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)</b>		0.93 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)

H.F.P. : Horas fuera de punta

**Figura 3**  
**EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA**  
**TOTAL LACTEOS**

FECHA : 08-jun-16

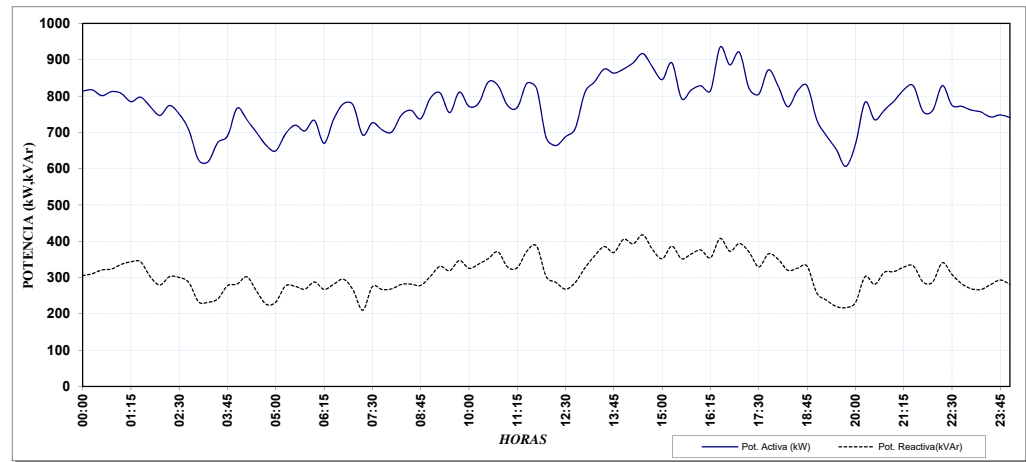
DIA : MIÉRCOLES

**REPORTE DE REGISTROS**

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	817.0	310.5	0.93
0:30	801.0	321.0	0.93
0:45	812.3	323.4	0.93
1:00	807.4	336.4	0.92
1:15	784.6	343.2	0.92
1:30	796.9	343.5	0.92
1:45	771.1	302.6	0.93
2:00	746.6	279.5	0.94
2:15	773.8	302.3	0.93
2:30	750.5	300.4	0.93
2:45	706.2	286.3	0.93
3:00	623.8	233.3	0.94
3:15	619.1	231.9	0.94
3:30	672.2	241.3	0.94
3:45	689.5	277.5	0.93
4:00	766.4	281.9	0.94
4:15	735.1	302.0	0.92
4:30	699.9	263.0	0.94
4:45	664.5	226.4	0.95
5:00	649.1	232.5	0.94
5:15	695.5	276.7	0.93
5:30	719.7	275.9	0.93
5:45	703.8	267.9	0.93
6:00	732.9	287.7	0.93
6:15	669.7	267.4	0.93
6:30	736.7	281.4	0.93
6:45	778.8	295.4	0.93
7:00	775.5	265.7	0.95
7:15	692.8	209.9	0.96
7:30	726.6	275.1	0.94
7:45	706.8	267.1	0.94
8:00	700.7	266.8	0.93
8:15	747.5	281.1	0.94
8:30	760.6	281.9	0.94
8:45	737.6	278.4	0.94
9:00	794.2	303.1	0.93
9:15	808.7	330.9	0.93
9:30	754.3	318.8	0.92
9:45	810.9	347.1	0.92
10:00	771.4	325.4	0.92
10:15	780.4	337.2	0.92
10:30	838.7	352.3	0.92
10:45	829.1	370.7	0.91
11:00	773.8	328.7	0.92
11:15	768.6	327.3	0.92
11:30	835.4	372.9	0.91
11:45	820.6	386.4	0.90
12:00	684.5	302.3	0.91

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	663.6	286.3	0.92
12:30	688.1	267.9	0.93
12:45	710.4	286.3	0.93
13:00	810.1	326.5	0.93
13:15	839.2	359.7	0.92
13:30	874.4	385.3	0.92
13:45	863.1	369.1	0.92
14:00	874.4	405.3	0.91
14:15	891.7	393.0	0.92
14:30	917.0	417.4	0.91
14:45	879.4	377.0	0.92
15:00	845.3	351.7	0.92
15:15	891.7	386.6	0.92
15:30	793.3	351.7	0.91
15:45	816.7	364.9	0.91
16:00	828.2	375.9	0.91
16:15	814.8	354.5	0.92
16:30	934.9	407.8	0.92
16:45	886.0	372.4	0.92
17:00	920.3	393.8	0.92
17:15	820.6	369.9	0.91
17:30	805.2	329.2	0.93
17:45	872.2	365.2	0.92
18:00	827.7	350.4	0.92
18:15	770.5	320.1	0.92
18:30	814.2	325.6	0.93
18:45	828.2	331.4	0.93
19:00	734.8	257.5	0.94
19:15	690.6	237.7	0.95
19:30	654.0	220.4	0.95
19:45	606.2	217.1	0.94
20:00	666.4	230.8	0.94
20:15	782.9	302.3	0.93
20:30	734.5	281.1	0.93
20:45	761.5	314.4	0.92
21:00	785.9	316.3	0.93
21:15	817.3	328.7	0.93
21:30	828.0	332.0	0.93
21:45	757.3	287.7	0.93
22:00	760.4	287.7	0.94
22:15	828.8	340.8	0.93
22:30	774.7	308.3	0.93
22:45	771.6	283.0	0.94
23:00	761.2	269.0	0.94
23:15	756.2	267.1	0.94
23:30	742.2	280.6	0.94
23:45	748.0	293.2	0.93
24:00	740.9	281.1	0.93

**DIAGRAMA DE CARGA**



**PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS			
<b>MAXIMA DEMANDA</b>		<b>DEMANDA PROMEDIO</b>	
H.P	828.8 kW	H.P	756.5 kW
H.F.P	934.9 kW	H.F.P	775.0 kW
DIA	934.9 kW	DIA	771.1 kW
<b>ENERGIA ACTIVA</b>		<b>ENERGIA REACTIVA</b>	
H.P	3782 kWh	H.P	1448 KVARh
H.F.P	14725 kWh	H.F.P	5998 KVARh
DIA	18507 kWh	DIA	7446 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
<b>FACTOR DE CARGA</b>		<b>FACTOR DE PERDIDAS</b>	
H.P	0.91	H.P	0.66
H.F.P	0.83	H.F.P	0.69
DIA	0.82	DIA	0.69
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)</b>		0.93 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta



## Figura 4 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL LACTEOS

FECHA : 09-jun-16

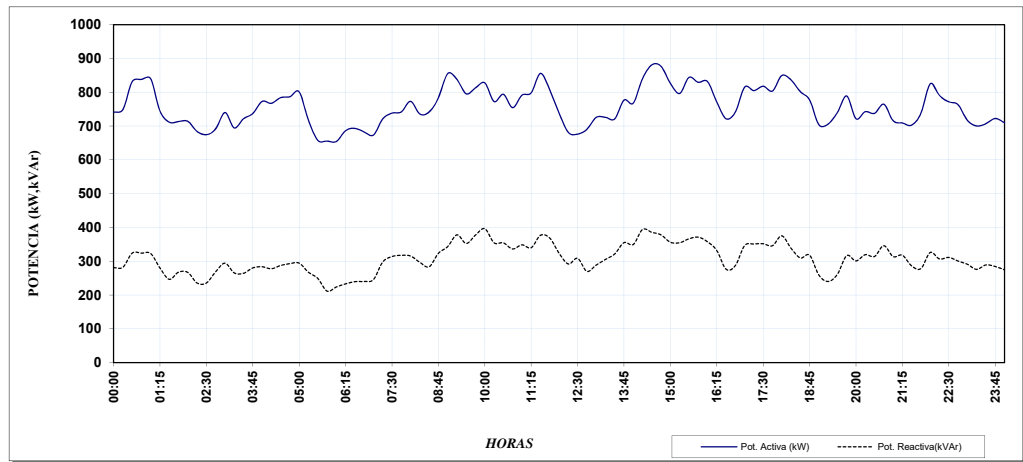
DIA : JUEVES

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	748.6	282.2	0.94
0:30	831.3	324.0	0.93
0:45	837.9	324.0	0.93
1:00	839.8	322.6	0.93
1:15	743.9	279.7	0.94
1:30	711.2	246.5	0.94
1:45	713.4	267.7	0.94
2:00	713.9	266.8	0.94
2:15	683.7	235.5	0.95
2:30	674.4	235.8	0.94
2:45	691.4	268.8	0.93
3:00	740.0	294.3	0.93
3:15	694.4	265.5	0.93
3:30	721.6	264.4	0.94
3:45	737.0	280.3	0.93
4:00	772.7	283.6	0.94
4:15	767.2	277.8	0.94
4:30	784.0	287.4	0.94
4:45	786.8	292.9	0.94
5:00	801.0	294.3	0.94
5:15	717.0	267.4	0.94
5:30	657.9	249.2	0.94
5:45	655.7	211.6	0.95
6:00	654.3	223.7	0.95
6:15	686.2	233.0	0.95
6:30	693.3	239.6	0.95
6:45	682.3	240.2	0.94
7:00	673.3	245.7	0.94
7:15	721.1	297.6	0.92
7:30	738.1	313.8	0.92
7:45	741.7	317.4	0.92
8:00	773.0	315.5	0.93
8:15	735.6	296.8	0.93
8:30	741.1	283.6	0.93
8:45	783.5	323.4	0.92
9:00	855.2	343.2	0.93
9:15	837.9	378.1	0.91
9:30	795.3	352.6	0.91
9:45	812.9	377.3	0.91
10:00	827.7	396.3	0.90
10:15	772.5	354.5	0.91
10:30	793.9	354.5	0.91
10:45	754.3	336.4	0.91
11:00	791.1	348.4	0.92
11:15	798.3	339.9	0.92
11:30	855.7	376.8	0.92
11:45	807.1	368.5	0.91
12:00	738.4	324.0	0.92

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	681.2	291.8	0.92
12:30	676.0	308.6	0.91
12:45	690.3	270.1	0.93
13:00	725.5	288.5	0.93
13:15	725.7	305.3	0.92
13:30	721.1	321.5	0.91
13:45	776.6	355.0	0.91
14:00	767.8	349.5	0.91
14:15	840.6	394.1	0.91
14:30	881.0	385.5	0.92
14:45	876.6	377.8	0.92
15:00	826.3	356.1	0.92
15:15	796.4	354.8	0.91
15:30	843.9	366.3	0.92
15:45	829.3	371.3	0.91
16:00	831.5	357.5	0.92
16:15	771.1	331.7	0.92
16:30	721.4	276.4	0.93
16:45	741.1	287.2	0.93
17:00	815.1	346.2	0.92
17:15	804.9	350.9	0.92
17:30	817.8	351.7	0.92
17:45	803.5	346.0	0.92
18:00	849.4	375.1	0.91
18:15	836.5	338.6	0.93
18:30	801.6	309.7	0.93
18:45	777.4	317.9	0.93
19:00	703.8	259.1	0.94
19:15	706.0	240.2	0.95
19:30	740.3	261.6	0.94
19:45	789.0	316.6	0.93
20:00	721.6	300.9	0.92
20:15	742.5	319.3	0.92
20:30	737.6	314.1	0.92
20:45	764.5	346.0	0.91
21:00	715.6	313.8	0.92
21:15	709.0	317.7	0.91
21:30	702.7	286.1	0.93
21:45	737.8	278.4	0.94
22:00	824.9	325.9	0.93
22:15	790.1	306.7	0.93
22:30	771.6	311.3	0.93
22:45	763.1	300.6	0.93
23:00	717.0	291.0	0.93
23:15	700.2	275.9	0.93
23:30	707.1	289.1	0.93
23:45	722.4	284.4	0.93
24:00	709.8	274.8	0.93

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	836.5 kW	H.P	752.6 kW
H.F.P	881.0 kW	H.F.P	759.8 kW
DIA	861.0 kW	DIA	756.3 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	3763 kWh	H.P	1514 KVARh
H.F.P	14436 kWh	H.F.P	5887 KVARh
DIA	18199 kWh	DIA	7400 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.90	H.P	0.73
H.F.P	0.86	H.F.P	0.75
DIA	0.86	DIA	0.74
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.93 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 5 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL LACTEOS

FECHA : 10-jun-16

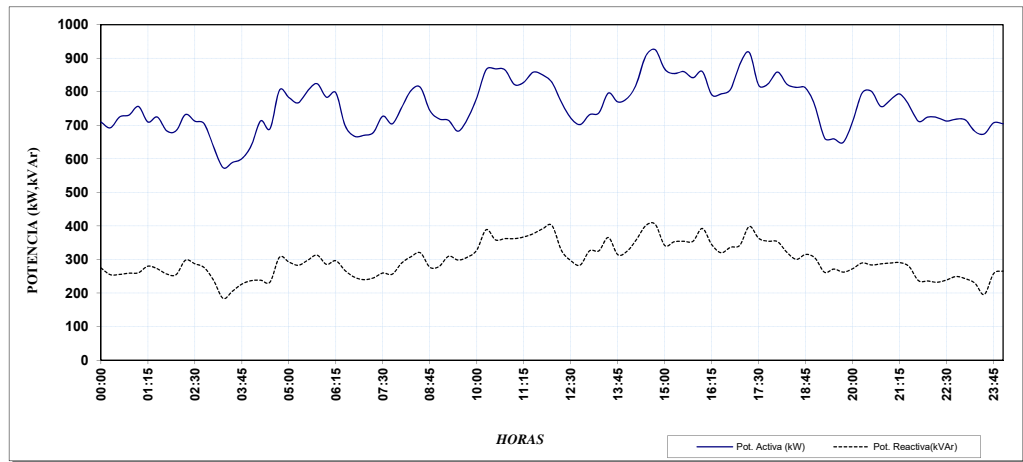
DIA : VIERNES

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	692.5	254.7	0.94
0:30	724.9	255.6	0.94
0:45	730.7	259.1	0.94
1:00	756.0	260.5	0.95
1:15	709.8	280.0	0.93
1:30	724.6	272.3	0.94
1:45	683.7	256.7	0.94
2:00	683.4	254.7	0.94
2:15	732.1	297.9	0.93
2:30	712.3	287.2	0.93
2:45	704.3	275.6	0.93
3:00	635.1	237.4	0.94
3:15	573.8	184.1	0.95
3:30	589.2	205.6	0.94
3:45	600.4	226.7	0.94
4:00	639.5	236.9	0.94
4:15	713.1	238.3	0.95
4:30	690.0	232.8	0.95
4:45	804.6	306.7	0.93
5:00	782.9	292.7	0.94
5:15	767.0	282.8	0.94
5:30	802.4	297.6	0.94
5:45	824.1	313.0	0.93
6:00	783.7	285.5	0.94
6:15	796.9	296.2	0.94
6:30	698.0	266.6	0.93
6:45	667.2	247.0	0.94
7:00	670.2	239.9	0.94
7:15	678.8	245.1	0.94
7:30	727.1	259.7	0.94
7:45	704.3	256.1	0.94
8:00	752.7	289.4	0.93
8:15	803.5	308.3	0.93
8:30	812.9	319.9	0.93
8:45	744.2	277.0	0.94
9:00	718.9	279.5	0.93
9:15	714.5	309.7	0.92
9:30	682.3	298.4	0.92
9:45	718.6	307.0	0.92
10:00	782.4	328.1	0.92
10:15	865.9	388.8	0.91
10:30	868.1	358.3	0.92
10:45	865.1	362.2	0.92
11:00	821.7	362.2	0.92
11:15	828.2	367.1	0.91
11:30	858.2	376.8	0.92
11:45	850.0	391.3	0.91
12:00	827.7	401.2	0.90

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	768.9	327.6	0.92
12:30	721.6	296.5	0.92
12:45	702.1	283.3	0.93
13:00	731.5	325.9	0.91
13:15	737.3	325.9	0.91
13:30	796.1	365.5	0.91
13:45	769.7	314.4	0.93
14:00	780.4	324.8	0.92
14:15	823.9	360.0	0.92
14:30	908.2	401.5	0.91
14:45	925.0	404.2	0.92
15:00	867.3	341.9	0.93
15:15	854.1	352.8	0.92
15:30	860.1	354.2	0.92
15:45	841.7	354.2	0.92
16:00	860.1	392.4	0.91
16:15	791.1	344.3	0.92
16:30	793.6	320.1	0.93
16:45	807.1	336.4	0.92
17:00	882.1	342.7	0.93
17:15	917.0	398.5	0.92
17:30	818.9	363.0	0.91
17:45	823.6	354.5	0.92
18:00	858.8	353.1	0.92
18:15	822.5	321.2	0.93
18:30	812.9	300.4	0.94
18:45	810.9	315.2	0.93
19:00	756.5	303.9	0.93
19:15	662.3	261.9	0.93
19:30	659.5	274.5	0.92
19:45	649.4	262.4	0.93
20:00	711.7	272.6	0.93
20:15	796.4	289.6	0.94
20:30	801.0	283.6	0.94
20:45	756.0	286.9	0.93
21:00	775.5	289.4	0.94
21:15	793.3	290.7	0.94
21:30	759.3	278.9	0.94
21:45	711.7	236.9	0.95
22:00	724.6	235.8	0.95
22:15	723.0	232.2	0.95
22:30	712.6	239.1	0.95
22:45	718.3	249.2	0.94
23:00	715.9	242.6	0.95
23:15	681.5	229.5	0.95
23:30	674.4	195.7	0.96
23:45	707.3	258.0	0.94
24:00	704.6	265.5	0.94

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	822.5 kW	H.P	743.7 kW
H.F.P	925.0 kW	H.F.P	762.2 kW
DIA	925.0 kW	DIA	756.3 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	3718 kWh	H.P	1366 KVARh
H.F.P	14481 kWh	H.F.P	5779 KVARh
DIA	18200 kWh	DIA	7145 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.90	H.P	0.65
H.F.P	0.82	H.F.P	0.69
DIA	0.82	DIA	0.68
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.93 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 6 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL LACTEOS

FECHA : 11-jun-16

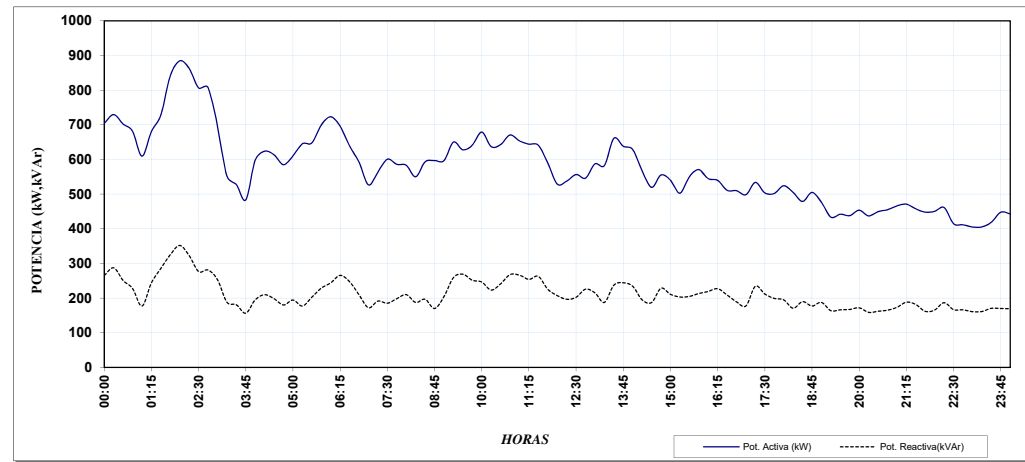
DIA : SÁBADO

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	729.3	287.2	0.93
0:30	702.1	250.6	0.94
0:45	681.2	227.5	0.95
1:00	609.5	177.0	0.96
1:15	680.7	244.0	0.94
1:30	728.8	285.5	0.93
1:45	841.7	325.1	0.93
2:00	884.6	351.7	0.93
2:15	862.3	322.3	0.94
2:30	806.3	276.4	0.95
2:45	807.4	280.8	0.94
3:00	695.5	252.8	0.94
3:15	551.8	188.0	0.95
3:30	527.6	180.5	0.95
3:45	483.4	156.4	0.95
4:00	598.2	194.8	0.95
4:15	623.8	209.7	0.95
4:30	613.1	197.9	0.95
4:45	584.8	180.0	0.96
5:00	610.3	194.3	0.95
5:15	645.2	177.0	0.96
5:30	647.7	202.5	0.95
5:45	699.4	228.6	0.95
6:00	723.0	243.7	0.95
6:15	695.5	265.5	0.93
6:30	638.6	247.0	0.93
6:45	592.2	209.4	0.94
7:00	526.5	172.0	0.95
7:15	563.6	191.3	0.95
7:30	600.7	184.9	0.96
7:45	585.9	198.1	0.95
8:00	583.1	209.9	0.94
8:15	549.9	187.4	0.95
8:30	593.0	196.5	0.95
8:45	596.6	169.8	0.96
9:00	596.6	204.2	0.95
9:15	649.9	258.9	0.93
9:30	627.6	268.8	0.92
9:45	641.1	251.4	0.93
10:00	679.0	246.2	0.94
10:15	637.0	223.1	0.94
10:30	642.8	241.0	0.94
10:45	670.5	267.7	0.93
11:00	653.5	266.0	0.93
11:15	644.1	253.9	0.93
11:30	640.8	262.4	0.93
11:45	589.7	225.3	0.93
12:00	529.0	207.2	0.93

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	537.2	196.5	0.94
12:30	556.5	202.3	0.94
12:45	546.0	225.6	0.92
13:00	587.2	214.9	0.94
13:15	582.3	187.4	0.95
13:30	660.9	237.2	0.94
13:45	638.1	244.0	0.93
14:00	628.5	233.9	0.94
14:15	566.9	194.8	0.95
14:30	519.4	187.1	0.94
14:45	555.1	228.4	0.92
15:00	540.0	210.8	0.93
15:15	502.6	203.1	0.93
15:30	549.6	204.7	0.94
15:45	570.8	213.0	0.94
16:00	544.4	219.0	0.93
16:15	539.7	227.0	0.92
16:30	510.9	208.8	0.93
16:45	509.8	189.1	0.94
17:00	498.2	177.2	0.94
17:15	533.7	234.1	0.92
17:30	503.4	211.6	0.92
17:45	501.8	199.0	0.93
18:00	524.0	194.8	0.94
18:15	504.8	170.7	0.95
18:30	478.7	189.6	0.93
18:45	504.8	177.0	0.94
19:00	476.2	187.4	0.93
19:15	433.4	163.5	0.94
19:30	441.9	166.0	0.94
19:45	437.8	167.1	0.93
20:00	453.4	171.8	0.94
20:15	436.9	158.8	0.94
20:30	449.3	161.9	0.94
20:45	454.8	164.9	0.94
21:00	465.8	173.1	0.94
21:15	471.0	188.0	0.93
21:30	457.3	181.4	0.93
21:45	447.9	161.6	0.94
22:00	450.4	165.4	0.94
22:15	461.1	186.6	0.93
22:30	414.7	166.5	0.93
22:45	411.4	166.0	0.93
23:00	405.1	160.8	0.93
23:15	405.3	161.0	0.93
23:30	418.5	170.4	0.93
23:45	447.6	169.8	0.93
24:00	443.0	169.0	0.93

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	504.8 kW	H.P	452.8 kW
H.F.P	884.6 kW	H.F.P	605.1 kW
DIA	884.6 kW	DIA	573.4 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	2264 kWh	H.P	857 KVARh
H.F.P	11497 kWh	H.F.P	4189 KVARh
DIA	13761 kWh	DIA	5046 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.90	H.P	0.26
H.F.P	0.68	H.F.P	0.48
DIA	0.65	DIA	0.44
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.94 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

**Figura 7**  
**EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA**  
**TOTAL LACTEOS**

FECHA : 12-jun-16

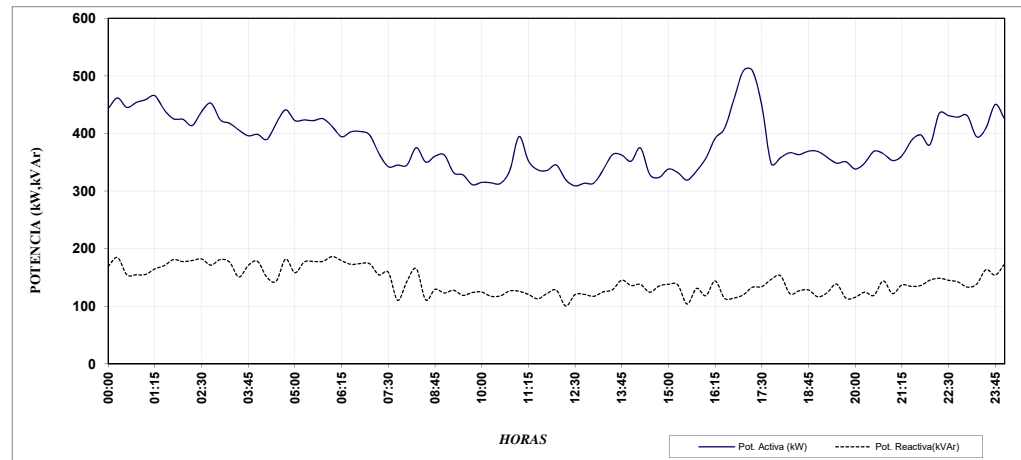
DIA : DOMINGO

## REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	461.7	184.7	0.93
0:30	445.2	154.7	0.94
0:45	453.7	154.7	0.95
1:00	458.6	155.3	0.95
1:15	465.5	164.9	0.94
1:30	441.1	170.7	0.93
1:45	425.4	181.1	0.92
2:00	424.6	177.5	0.92
2:15	413.8	179.4	0.92
2:30	437.8	182.2	0.92
2:45	452.6	171.5	0.94
3:00	423.7	181.1	0.92
3:15	417.7	176.7	0.92
3:30	405.9	150.9	0.94
3:45	396.0	170.9	0.92
4:00	398.5	178.1	0.91
4:15	389.7	150.3	0.93
4:30	417.7	143.7	0.95
4:45	441.1	181.9	0.92
5:00	422.4	158.3	0.94
5:15	423.5	177.0	0.92
5:30	422.4	177.8	0.92
5:45	425.7	178.1	0.92
6:00	411.9	186.3	0.91
6:15	394.3	179.2	0.91
6:30	402.9	172.8	0.92
6:45	403.4	174.2	0.92
7:00	397.4	173.9	0.92
7:15	365.2	154.4	0.92
7:30	342.4	159.1	0.91
7:45	345.1	110.5	0.95
8:00	345.1	143.4	0.92
8:15	375.4	165.2	0.92
8:30	350.4	111.3	0.95
8:45	360.5	129.4	0.94
9:00	362.5	123.1	0.95
9:15	332.0	127.8	0.93
9:30	328.1	119.0	0.94
9:45	311.1	123.9	0.93
10:00	315.2	124.8	0.93
10:15	314.4	117.3	0.94
10:30	313.3	118.2	0.94
10:45	335.3	126.7	0.94
11:00	394.6	126.1	0.95
11:15	352.6	120.6	0.95
11:30	336.9	112.9	0.95
11:45	335.8	122.3	0.94
12:00	345.1	128.1	0.94

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	319.6	100.6	0.95
12:30	309.1	120.4	0.93
12:45	313.5	120.6	0.93
13:00	313.8	117.3	0.94
13:15	336.6	125.0	0.94
13:30	363.3	128.6	0.94
13:45	362.5	145.4	0.93
14:00	351.7	136.0	0.93
14:15	374.8	137.9	0.94
14:30	328.7	124.5	0.94
14:45	323.7	135.2	0.92
15:00	338.3	138.2	0.93
15:15	332.0	137.1	0.92
15:30	319.0	103.9	0.95
15:45	335.0	131.1	0.93
16:00	356.7	118.4	0.95
16:15	391.6	144.0	0.94
16:30	408.6	114.0	0.96
16:45	458.6	114.3	0.97
17:00	508.4	119.8	0.97
17:15	508.7	133.0	0.97
17:30	447.9	134.1	0.96
17:45	347.6	146.7	0.92
18:00	358.1	153.1	0.92
18:15	366.6	122.0	0.95
18:30	363.3	127.0	0.94
18:45	369.3	128.3	0.94
19:00	368.8	116.5	0.95
19:15	358.6	123.7	0.95
19:30	348.4	138.5	0.93
19:45	350.9	114.3	0.95
20:00	338.3	115.7	0.95
20:15	348.4	124.5	0.94
20:30	369.1	119.0	0.95
20:45	364.9	144.0	0.93
21:00	353.1	122.0	0.95
21:15	361.1	137.1	0.93
21:30	387.2	134.7	0.94
21:45	397.6	136.0	0.95
22:00	380.6	145.4	0.93
22:15	435.0	148.7	0.95
22:30	430.9	145.1	0.95
22:45	428.4	142.3	0.95
23:00	430.9	133.3	0.96
23:15	394.3	138.5	0.94
23:30	409.5	163.5	0.93
23:45	450.4	154.2	0.95
24:00	424.8	173.4	0.93

## DIAGRAMA DE CARGA



## PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	435.0 kW	H.P	377.6 kW
H.F.P	508.7 kW	H.F.P	384.5 kW
DIA	508.7 kW	DIA	383.1 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	1888 kWh	H.P	655 KVARh
H.F.P	7305 kWh	H.F.P	2765 KVARh
DIA	9193 kWh	DIA	3420 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.87	H.P	0.55
H.F.P	0.76	H.F.P	0.58
DIA	0.75	DIA	0.58
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.94 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## TOTAL LACTEOS RESUMEN DE MEDICIONES

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kWh)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
06/06/2016	LUNES	799.9	873.3	873.3	3,552.5	12,892.0	16,444.5	0.78	0.94
07/06/2016	MARTES	802.7	903.5	903.5	3,721.1	14,025.3	17,746.4	0.82	0.93
08/06/2016	MIÉRCOLES	828.8	934.9	934.9	3,782.3	14,724.6	18,506.9	0.82	0.93
09/06/2016	JUEVES	836.5	881.0	881.0	3,763.1	14,435.5	18,198.6	0.86	0.93
10/06/2016	VIERNES	822.5	925.0	925.0	3,718.3	14,481.3	18,199.7	0.82	0.93
11/06/2016	SÁBADO	504.8	884.6	884.6	2,264.1	11,496.6	13,760.8	0.65	0.94
12/06/2016	DOMINGO	435.0	508.7	508.7	1,887.9	7,305.4	9,193.3	0.75	0.94
	<b>Máximo</b>	836.5	934.9	934.9	3,782.3	14,724.6	18,506.9	0.86	0.94
	<b>Mínimo</b>	435.0	508.7	508.7	1,887.9	7,305.4	9,193.3	0.65	0.93
	<b>Promedio</b>	718.6	844.4	844.4	3,241.3	12,765.8	16,007.2	0.79	0.93
	<b>Promedio días útiles</b>				<b>3,236</b>	<b>12,237</b>	<b>15,473</b>		
	<b>SÁBADO</b>				<b>3,763</b>	<b>14,436</b>	<b>18,199</b>		
	<b>DOMINGO</b>				<b>3,718</b>	<b>14,481</b>	<b>18,200</b>		
	<b>Proyección al mes</b>				<b>104,352</b>	<b>397,115</b>	<b>501,467</b>		



## DIAGRAMAS DE CARGA CARNICOS

**Figura 1**  
**EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA**  
**TOTAL CARNICOS**

FECHA : 06-jun-16

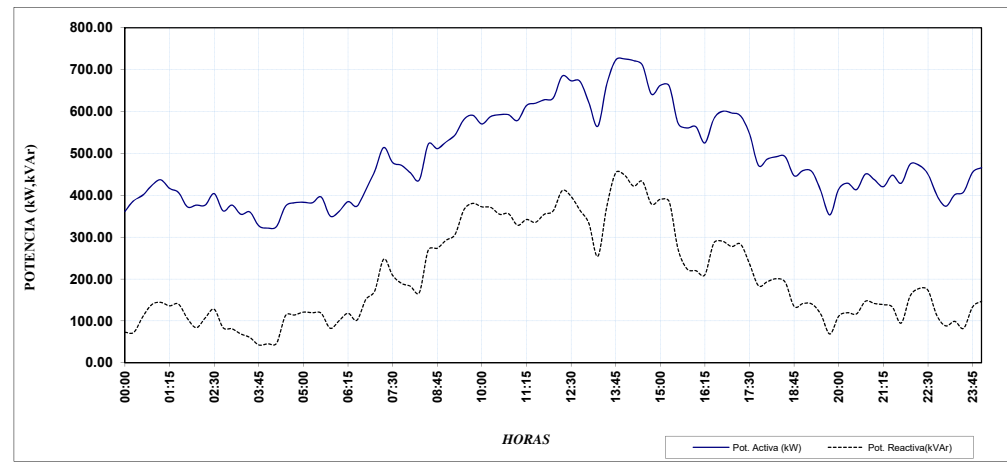
DIA : LUNES

**REPORTE DE REGISTROS**

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
0:15	387.5	72.8	0.98
0:30	399.8	109.9	0.96
0:45	423.2	138.8	0.95
1:00	436.9	144.3	0.95
1:15	416.3	136.0	0.95
1:30	406.7	140.1	0.95
1:45	372.4	105.8	0.96
2:00	376.5	83.8	0.98
2:15	376.5	107.2	0.96
2:30	404.0	127.8	0.95
2:45	362.7	83.8	0.97
3:00	376.5	81.1	0.98
3:15	354.5	68.7	0.98
3:30	360.0	60.5	0.99
3:45	327.0	42.6	0.99
4:00	321.5	45.3	0.99
4:15	325.6	46.7	0.99
4:30	373.7	112.7	0.96
4:45	382.0	114.0	0.96
5:00	383.3	120.9	0.95
5:15	382.0	119.5	0.95
5:30	395.7	118.2	0.96
5:45	350.4	82.4	0.97
6:00	361.4	100.3	0.96
6:15	384.7	118.2	0.96
6:30	373.7	101.7	0.96
6:45	413.6	151.1	0.94
7:00	457.5	171.8	0.94
7:15	513.9	247.3	0.90
7:30	478.2	208.8	0.92
7:45	471.3	189.6	0.93
8:00	453.4	182.7	0.93
8:15	436.9	167.6	0.93
8:30	522.1	269.3	0.89
8:45	511.1	273.4	0.88
9:00	527.6	292.7	0.87
9:15	544.1	306.4	0.87
9:30	581.2	365.5	0.85
9:45	590.8	380.6	0.84
10:00	570.2	372.4	0.84
10:15	588.1	371.0	0.85
10:30	592.2	354.5	0.86
10:45	592.2	355.9	0.86
11:00	578.5	328.4	0.87
11:15	614.2	342.1	0.87
11:30	619.7	335.3	0.88
11:45	627.9	354.5	0.87
12:00	632.0	362.7	0.87

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
12:15	684.3	410.8	0.86
12:30	673.3	397.1	0.86
12:45	671.9	364.1	0.88
13:00	621.0	332.5	0.88
13:15	564.7	254.2	0.91
13:30	665.0	372.4	0.87
13:45	722.7	453.4	0.85
14:00	725.5	447.9	0.85
14:15	721.4	421.8	0.86
14:30	710.4	432.8	0.85
14:45	641.7	379.2	0.86
15:00	662.3	390.2	0.86
15:15	660.9	384.7	0.86
15:30	571.6	270.7	0.90
15:45	560.6	224.0	0.93
16:00	563.3	219.8	0.93
16:15	524.9	210.2	0.93
16:30	582.6	285.8	0.90
16:45	600.4	289.9	0.90
17:00	596.3	277.5	0.91
17:15	589.4	283.0	0.90
17:30	546.9	236.3	0.92
17:45	471.3	184.1	0.93
18:00	486.4	193.7	0.93
18:15	491.9	200.6	0.93
18:30	491.9	192.4	0.93
18:45	446.6	134.7	0.96
19:00	458.9	141.5	0.96
19:15	456.2	140.1	0.96
19:30	409.5	115.4	0.96
19:45	353.1	68.7	0.98
20:00	414.9	111.3	0.97
20:15	428.7	119.5	0.96
20:30	413.6	116.8	0.96
20:45	450.7	147.0	0.95
21:00	436.9	141.5	0.95
21:15	420.4	138.8	0.95
21:30	447.9	133.3	0.96
21:45	428.7	94.8	0.98
22:00	474.0	159.4	0.95
22:15	471.3	177.2	0.94
22:30	450.7	173.1	0.93
22:45	399.8	112.7	0.96
23:00	373.7	87.9	0.97
23:15	401.2	98.9	0.97
23:30	408.1	82.4	0.98
23:45	454.8	133.3	0.96
24:00	465.8	147.0	0.95

**DIAGRAMA DE CARGA**



**PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS**

PARAMETROS REGISTRADOS			
<b>MAXIMA DEMANDA</b>		<b>DEMANDA PROMEDIO</b>	
H.P	491.9 kW	H.P	436.0 kW
H.F.P	725.5 kW	H.F.P	503.7 kW
DIA	725.5 kW	DIA	489.6 kW
<b>ENERGIA ACTIVA</b>		<b>ENERGIA REACTIVA</b>	
H.P	2180 kWh	H.P	677 kVARh
H.F.P	9570 kWh	H.F.P	4286 kVARh
DIA	11750 kWh	DIA	4963 kVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
<b>FACTOR DE CARGA</b>		<b>FACTOR DE PERDIDAS</b>	
H.P	0.89	H.P	0.36
H.F.P	0.69	H.F.P	0.51
DIA	0.67	DIA	0.48
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)</b>		0.92 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 2 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL CARNICOS

FECHA : 07-jun-16

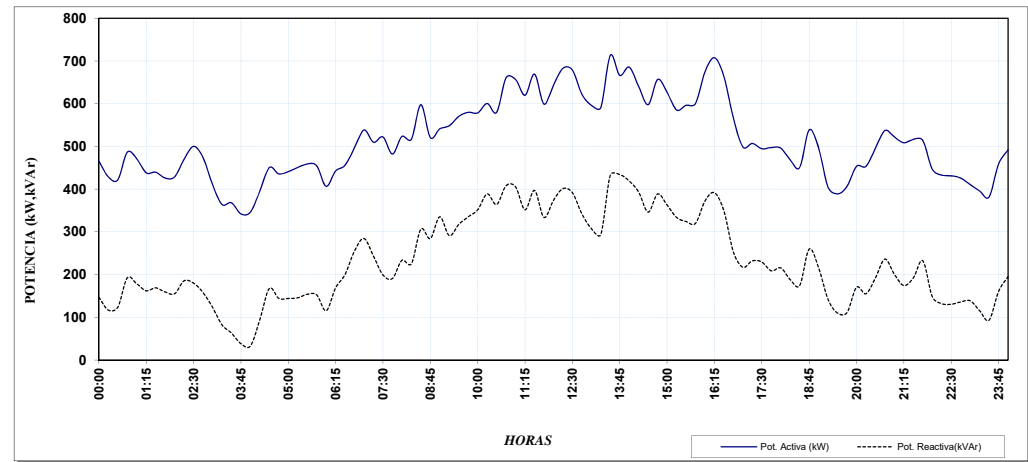
DIA : MARTES

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	428.7	116.8	0.96
0:30	421.8	123.7	0.96
0:45	486.4	192.4	0.93
1:00	471.3	178.6	0.94
1:15	438.3	162.1	0.94
1:30	439.7	169.0	0.93
1:45	425.9	159.4	0.94
2:00	428.7	155.3	0.94
2:15	469.9	185.5	0.93
2:30	500.1	180.0	0.94
2:45	474.0	158.0	0.95
3:00	410.8	123.7	0.96
3:15	364.1	82.4	0.98
3:30	368.2	63.2	0.99
3:45	342.1	38.5	0.99
4:00	346.2	33.0	1.00
4:15	395.7	94.8	0.97
4:30	450.7	167.6	0.94
4:45	435.6	144.3	0.95
5:00	441.1	144.3	0.95
5:15	450.7	145.6	0.95
5:30	458.9	153.9	0.95
5:45	454.8	152.5	0.95
6:00	406.7	115.4	0.96
6:15	442.4	169.0	0.93
6:30	456.2	200.6	0.92
6:45	497.4	255.6	0.89
7:00	538.6	284.4	0.88
7:15	509.8	243.2	0.90
7:30	522.1	199.2	0.93
7:45	482.3	191.0	0.93
8:00	523.5	233.6	0.91
8:15	516.6	225.3	0.92
8:30	597.7	306.4	0.89
8:45	520.7	284.4	0.88
9:00	541.4	335.3	0.85
9:15	548.2	291.3	0.88
9:30	570.2	317.4	0.87
9:45	579.8	335.3	0.87
10:00	578.5	351.7	0.85
10:15	600.4	388.8	0.84
10:30	579.8	364.1	0.85
10:45	660.9	408.1	0.85
11:00	656.8	405.3	0.85
11:15	619.7	351.7	0.87
11:30	669.1	397.1	0.86
11:45	599.1	333.9	0.87
12:00	643.0	373.7	0.86

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	682.9	401.2	0.86
12:30	678.8	391.6	0.87
12:45	622.4	342.1	0.88
13:00	596.3	307.8	0.89
13:15	590.8	294.0	0.90
13:30	713.1	432.8	0.85
13:45	666.4	434.2	0.84
14:00	685.6	419.1	0.85
14:15	640.3	393.0	0.85
14:30	597.7	346.2	0.87
14:45	656.8	388.8	0.86
15:00	626.5	362.7	0.87
15:15	585.3	333.9	0.87
15:30	596.3	324.3	0.88
15:45	600.4	320.1	0.88
16:00	674.6	372.4	0.88
16:15	707.6	391.6	0.87
16:30	663.6	349.0	0.89
16:45	566.1	252.8	0.91
17:00	498.8	217.1	0.92
17:15	507.0	232.2	0.91
17:30	494.6	229.5	0.91
17:45	497.4	208.8	0.92
18:00	496.0	215.7	0.92
18:15	468.5	188.2	0.93
18:30	450.7	174.5	0.93
18:45	538.6	259.7	0.90
19:00	496.0	215.7	0.92
19:15	404.0	141.5	0.94
19:30	388.8	109.9	0.96
19:45	406.7	111.3	0.96
20:00	453.4	170.4	0.94
20:15	453.4	155.3	0.95
20:30	496.0	192.4	0.93
20:45	537.2	236.3	0.92
21:00	522.1	200.6	0.93
21:15	508.4	174.5	0.95
21:30	516.6	192.4	0.94
21:45	513.9	232.2	0.91
22:00	446.6	148.4	0.95
22:15	432.8	131.9	0.96
22:30	431.4	130.5	0.96
22:45	425.9	136.0	0.95
23:00	410.8	138.8	0.95
23:15	395.7	115.4	0.96
23:30	382.0	93.4	0.97
23:45	458.9	160.8	0.94
24:00	491.9	195.1	0.93

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
<b>MAXIMA DEMANDA</b>		<b>DEMANDA PROMEDIO</b>	
H.P	538.6 kW	H.P	465.1 kW
H.F.P	713.1 kW	H.F.P	528.1 kW
DIA	713.1 kW	DIA	515.0 kW
<b>ENERGIA ACTIVA</b>		<b>ENERGIA REACTIVA</b>	
H.P	2325 kWh	H.P	860 KVARh
H.F.P	10035 kWh	H.F.P	4753 KVARh
DIA	12360 kWh	DIA	5613 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
<b>FACTOR DE CARGA</b>		<b>FACTOR DE PERDIDAS</b>	
H.P	0.86	H.P	0.43
H.F.P	0.74	H.F.P	0.57
DIA	0.72	DIA	0.54
<b>FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)</b>		0.91 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta



## Figura 3 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL CARNICOS

FECHA : 08-jun-16

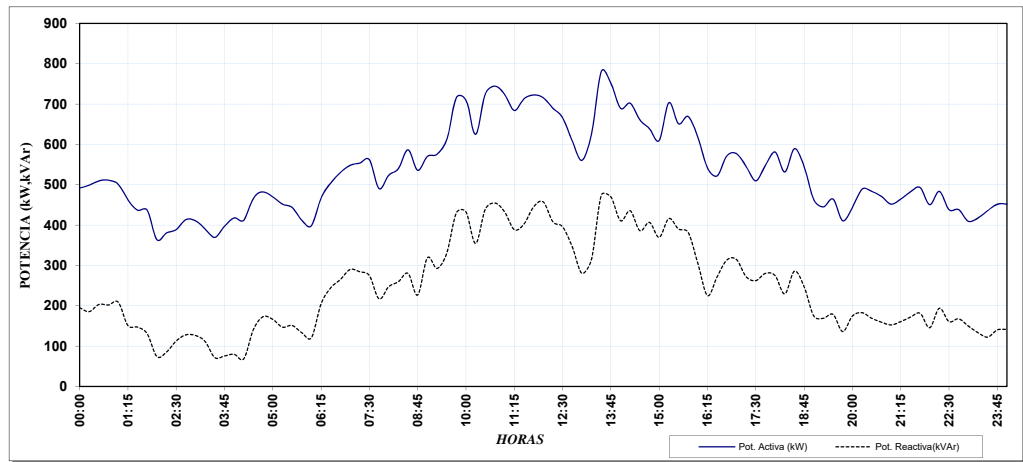
DIA : MIÉRCOLES

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	498.8	185.5	0.94
0:30	509.8	203.4	0.93
0:45	511.1	202.0	0.93
1:00	501.5	208.8	0.92
1:15	463.0	151.1	0.95
1:30	436.9	147.0	0.95
1:45	436.9	130.5	0.96
2:00	364.1	74.2	0.98
2:15	380.6	85.2	0.98
2:30	388.8	112.7	0.96
2:45	413.6	127.8	0.96
3:00	410.8	126.4	0.96
3:15	390.2	111.3	0.96
3:30	369.6	71.4	0.98
3:45	397.1	75.6	0.98
4:00	417.7	79.7	0.98
4:15	412.2	68.7	0.99
4:30	467.2	141.5	0.96
4:45	482.3	173.1	0.94
5:00	469.9	166.3	0.94
5:15	452.0	147.0	0.95
5:30	443.8	151.1	0.95
5:45	412.2	133.3	0.95
6:00	398.5	120.9	0.96
6:15	467.2	204.7	0.92
6:30	504.3	244.6	0.90
6:45	530.4	265.2	0.89
7:00	548.2	289.9	0.88
7:15	553.7	284.4	0.89
7:30	562.0	274.8	0.90
7:45	490.5	217.1	0.91
8:00	523.5	247.3	0.90
8:15	540.0	259.7	0.90
8:30	586.7	280.3	0.90
8:45	535.9	226.7	0.92
9:00	570.2	318.8	0.87
9:15	575.7	292.7	0.89
9:30	611.4	329.8	0.88
9:45	715.9	430.1	0.86
10:00	710.4	432.8	0.85
10:15	625.2	354.5	0.87
10:30	725.5	439.7	0.86
10:45	744.7	454.8	0.85
11:00	724.1	432.8	0.86
11:15	684.3	388.8	0.87
11:30	713.1	402.6	0.87
11:45	722.7	445.2	0.85
12:00	715.9	457.5	0.84

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	689.7	408.1	0.86
12:30	666.4	395.7	0.86
12:45	608.7	346.2	0.87
13:00	560.6	280.3	0.89
13:15	626.5	316.0	0.89
13:30	780.4	474.0	0.85
13:45	751.6	469.9	0.85
14:00	689.7	410.8	0.86
14:15	702.1	435.6	0.85
14:30	660.9	386.1	0.86
14:45	638.9	406.7	0.84
15:00	610.1	369.6	0.86
15:15	703.5	416.3	0.86
15:30	651.3	390.2	0.86
15:45	689.1	382.0	0.87
16:00	618.3	305.0	0.90
16:15	541.4	225.3	0.92
16:30	522.1	272.1	0.89
16:45	571.6	313.3	0.88
17:00	577.1	314.6	0.88
17:15	545.5	272.1	0.89
17:30	509.8	262.4	0.89
17:45	548.2	280.3	0.89
18:00	581.2	274.8	0.90
18:15	531.7	229.5	0.92
18:30	589.4	285.8	0.90
18:45	545.5	247.3	0.91
19:00	463.0	174.5	0.94
19:15	445.2	169.0	0.93
19:30	464.4	178.6	0.93
19:45	410.8	136.0	0.95
20:00	443.8	174.5	0.93
20:15	489.1	182.7	0.94
20:30	483.6	169.0	0.94
20:45	471.3	159.4	0.95
21:00	452.0	152.5	0.95
21:15	464.4	160.8	0.94
21:30	482.3	171.8	0.94
21:45	493.3	181.4	0.94
22:00	450.7	145.6	0.95
22:15	483.6	193.7	0.93
22:30	438.3	160.8	0.94
22:45	438.3	167.6	0.93
23:00	409.5	149.8	0.94
23:15	417.7	133.3	0.95
23:30	435.6	122.3	0.96
23:45	452.0	140.1	0.96
24:00	452.0	141.5	0.95

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	589.4 kW	H.P	472.5 kW
H.F.P	780.4 kW	H.F.P	551.2 kW
DIA	780.4 kW	DIA	534.8 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	2363 kWh	H.P	898 KVARh
H.F.P	10473 kWh	H.F.P	5028 KVARh
DIA	12836 kWh	DIA	5926 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.80	H.P	0.37
H.F.P	0.71	H.F.P	0.52
DIA	0.69	DIA	0.49
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.91 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

**Figura 4**  
**EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA**  
**TOTAL CARNICOS**

FECHA : 09-jun-16

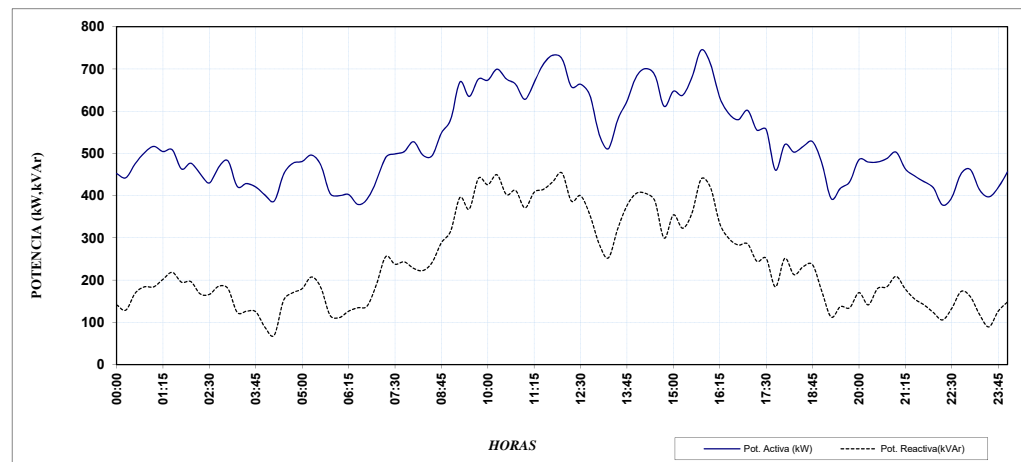
DIA : JUEVES

## REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	442.4	129.2	0.96
0:30	475.4	169.0	0.94
0:45	501.5	184.1	0.94
1:00	516.6	184.1	0.94
1:15	504.3	202.0	0.93
1:30	508.4	218.5	0.92
1:45	463.0	195.1	0.92
2:00	476.8	196.5	0.92
2:15	452.0	167.6	0.94
2:30	430.1	166.3	0.93
2:45	467.2	185.5	0.93
3:00	482.3	180.0	0.94
3:15	421.8	123.7	0.96
3:30	428.7	128.4	0.96
3:45	420.4	125.0	0.96
4:00	401.2	87.9	0.98
4:15	387.5	70.1	0.98
4:30	450.7	152.5	0.95
4:45	476.8	170.4	0.94
5:00	480.9	180.0	0.94
5:15	496.0	207.5	0.92
5:30	472.7	182.7	0.93
5:45	405.3	116.8	0.96
6:00	399.8	111.3	0.96
6:15	402.6	126.4	0.95
6:30	379.2	134.7	0.94
6:45	391.6	138.8	0.94
7:00	435.6	189.6	0.92
7:15	490.5	255.6	0.89
7:30	498.8	237.7	0.90
7:45	504.3	243.2	0.90
8:00	527.6	228.1	0.92
8:15	496.0	222.6	0.91
8:30	494.6	241.8	0.90
8:45	548.2	288.5	0.88
9:00	579.8	316.0	0.88
9:15	669.1	395.7	0.86
9:30	634.8	368.2	0.86
9:45	676.0	441.1	0.84
10:00	673.3	425.9	0.85
10:15	699.4	449.3	0.84
10:30	676.0	402.6	0.86
10:45	663.6	412.2	0.85
11:00	627.9	371.0	0.86
11:15	667.8	408.1	0.85
11:30	711.7	414.9	0.86
11:45	732.3	432.8	0.86
12:00	724.1	453.4	0.85

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	658.1	387.5	0.86
12:30	663.6	399.8	0.86
12:45	637.5	354.5	0.87
13:00	545.5	285.8	0.89
13:15	511.1	252.8	0.90
13:30	579.8	321.5	0.87
13:45	623.8	376.5	0.86
14:00	681.5	405.3	0.86
14:15	700.7	405.3	0.87
14:30	685.6	387.5	0.87
14:45	611.4	299.5	0.90
15:00	647.2	354.5	0.88
15:15	637.5	322.9	0.89
15:30	680.1	358.6	0.88
15:45	744.7	439.7	0.86
16:00	711.7	419.1	0.86
16:15	632.0	333.9	0.88
16:30	593.6	298.2	0.89
16:45	579.8	283.0	0.90
17:00	601.8	285.8	0.90
17:15	555.1	244.6	0.92
17:30	556.5	251.4	0.91
17:45	460.3	184.1	0.93
18:00	520.7	251.4	0.90
18:15	502.9	213.0	0.92
18:30	516.6	232.2	0.91
18:45	527.6	236.3	0.91
19:00	476.8	173.1	0.94
19:15	393.0	112.7	0.96
19:30	417.7	137.4	0.95
19:45	432.8	134.7	0.95
20:00	485.0	170.4	0.94
20:15	479.5	141.5	0.96
20:30	479.5	180.0	0.94
20:45	487.8	184.1	0.94
21:00	502.9	208.8	0.92
21:15	463.0	178.6	0.93
21:30	446.6	155.3	0.94
21:45	432.8	141.5	0.95
22:00	419.1	123.7	0.96
22:15	377.8	105.8	0.96
22:30	395.7	133.3	0.95
22:45	452.0	173.1	0.93
23:00	461.7	160.8	0.94
23:15	413.6	118.2	0.96
23:30	397.1	89.3	0.98
23:45	419.1	126.4	0.96
24:00	456.2	148.4	0.95

## DIAGRAMA DE CARGA



## PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	527.6 kW	H.P	457.5 kW
H.F.P	744.7 kW	H.F.P	544.4 kW
DIA	744.7 kW	DIA	526.3 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	2288 kWh	H.P	824 KVARh
H.F.P	10343 kWh	H.F.P	4954 KVARh
DIA	12631 kWh	DIA	5778 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.87	H.P	0.38
H.F.P	0.73	H.F.P	0.55
DIA	0.71	DIA	0.52
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.91 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 5 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL CARNICOS

FECHA : 10-jun-16

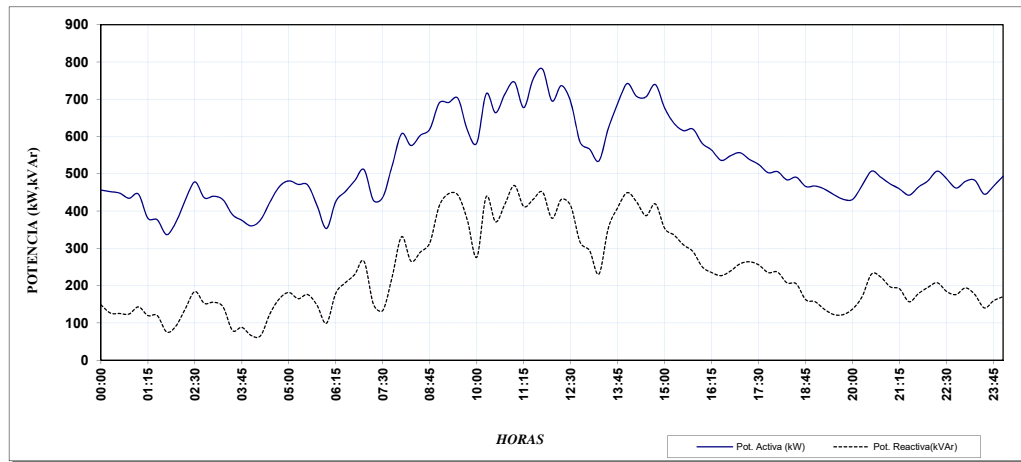
DIA : VIERNES

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	452.0	126.4	0.96
0:30	447.9	125.0	0.96
0:45	434.2	123.7	0.96
1:00	445.2	142.9	0.95
1:15	380.6	119.5	0.95
1:30	376.5	119.5	0.95
1:45	336.6	75.6	0.98
2:00	371.0	92.1	0.97
2:15	430.1	138.8	0.95
2:30	478.2	184.1	0.93
2:45	435.6	152.5	0.94
3:00	439.7	155.3	0.94
3:15	430.1	142.9	0.95
3:30	390.2	79.7	0.98
3:45	375.1	87.9	0.97
4:00	360.0	66.0	0.98
4:15	376.5	66.0	0.98
4:30	424.6	125.0	0.96
4:45	465.8	164.9	0.94
5:00	480.9	181.4	0.94
5:15	471.3	164.9	0.94
5:30	469.9	175.9	0.94
5:45	414.9	147.0	0.94
6:00	353.1	98.9	0.96
6:15	425.9	180.0	0.92
6:30	452.0	207.5	0.91
6:45	480.9	229.5	0.90
7:00	511.1	265.2	0.89
7:15	428.7	149.8	0.94
7:30	438.9	133.3	0.96
7:45	522.1	224.0	0.92
8:00	607.3	331.1	0.88
8:15	575.7	265.2	0.91
8:30	603.2	289.9	0.90
8:45	619.7	314.6	0.89
9:00	689.7	413.6	0.86
9:15	691.1	446.6	0.84
9:30	702.1	442.4	0.85
9:45	616.9	375.1	0.85
10:00	582.6	276.2	0.90
10:15	714.5	438.3	0.85
10:30	663.6	371.0	0.87
10:45	714.5	419.1	0.86
11:00	746.1	468.5	0.85
11:15	677.4	412.2	0.85
11:30	754.3	431.4	0.87
11:45	780.4	450.7	0.87
12:00	695.2	380.6	0.88

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	736.5	431.4	0.86
12:30	692.5	413.6	0.86
12:45	584.0	316.0	0.88
13:00	566.1	294.0	0.89
13:15	534.5	230.8	0.92
13:30	622.4	354.5	0.87
13:45	688.4	409.5	0.86
14:00	742.0	449.3	0.86
14:15	707.6	424.6	0.86
14:30	706.2	387.5	0.88
14:45	739.2	419.1	0.87
15:00	676.0	353.1	0.89
15:15	634.8	335.3	0.88
15:30	615.6	309.1	0.89
15:45	619.7	291.3	0.91
16:00	581.2	250.1	0.92
16:15	563.3	235.0	0.92
16:30	535.9	226.7	0.92
16:45	548.2	239.1	0.92
17:00	556.5	258.3	0.91
17:15	538.6	263.8	0.90
17:30	524.9	255.6	0.90
17:45	502.9	235.0	0.91
18:00	505.6	236.3	0.91
18:15	483.6	207.5	0.92
18:30	490.5	204.7	0.92
18:45	465.8	162.1	0.94
19:00	467.2	156.6	0.95
19:15	458.9	136.0	0.96
19:30	443.8	122.3	0.96
19:45	431.4	122.3	0.96
20:00	431.4	137.4	0.95
20:15	468.5	170.4	0.94
20:30	507.0	230.8	0.91
20:45	490.5	222.6	0.91
21:00	472.7	196.5	0.92
21:15	458.9	191.0	0.92
21:30	442.4	156.6	0.94
21:45	464.4	178.6	0.93
22:00	480.9	195.1	0.93
22:15	507.0	207.5	0.93
22:30	486.4	184.1	0.94
22:45	461.7	175.9	0.93
23:00	479.5	193.7	0.93
23:15	482.3	175.9	0.94
23:30	445.2	140.1	0.95
23:45	467.2	159.4	0.95
24:00	493.3	170.4	0.95

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	507.0 kW	H.P	469.6 kW
H.F.P	780.4 kW	H.F.P	544.0 kW
DIA	780.4 kW	DIA	526.5 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	2348 kWh	H.P	888 KVARh
H.F.P	10336 kWh	H.F.P	4809 KVARh
DIA	12684 kWh	DIA	5697 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.93	H.P	0.36
H.F.P	0.70	H.F.P	0.51
DIA	0.68	DIA	0.48
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.91 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 6 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL CARNICOS

FECHA : 11-jun-16

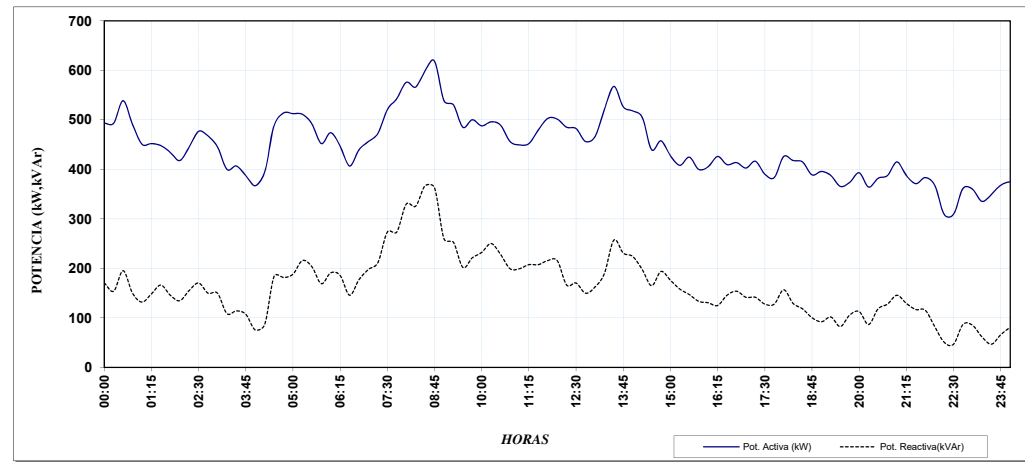
DIA : SÁBADO

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	493.3	153.9	0.95
0:30	538.6	195.1	0.94
0:45	490.5	149.8	0.96
1:00	450.7	131.9	0.96
1:15	452.0	148.4	0.95
1:30	447.9	166.3	0.94
1:45	434.2	145.6	0.95
2:00	417.7	134.7	0.95
2:15	445.2	155.3	0.94
2:30	476.8	170.4	0.94
2:45	467.2	149.8	0.95
3:00	445.2	149.8	0.95
3:15	399.8	108.5	0.97
3:30	406.7	114.0	0.96
3:45	387.5	107.2	0.96
4:00	366.9	75.6	0.98
4:15	394.3	86.6	0.98
4:30	489.1	184.1	0.94
4:45	513.9	181.4	0.94
5:00	512.5	188.2	0.94
5:15	511.1	215.7	0.92
5:30	491.9	203.4	0.92
5:45	452.0	169.0	0.94
6:00	474.0	191.0	0.93
6:15	446.6	185.5	0.92
6:30	406.7	145.6	0.94
6:45	439.7	177.2	0.93
7:00	456.2	197.9	0.92
7:15	472.7	211.6	0.91
7:30	520.7	273.4	0.89
7:45	542.7	273.4	0.89
8:00	575.7	329.8	0.87
8:15	566.1	325.6	0.87
8:30	599.1	366.9	0.85
8:45	618.3	362.7	0.86
9:00	538.6	259.7	0.90
9:15	530.4	252.8	0.90
9:30	485.0	202.0	0.92
9:45	500.1	221.2	0.91
10:00	487.8	232.2	0.90
10:15	496.0	250.1	0.89
10:30	489.1	228.1	0.91
10:45	456.2	199.2	0.92
11:00	449.3	199.2	0.91
11:15	452.0	207.5	0.91
11:30	479.5	207.5	0.92
11:45	502.9	215.7	0.92
12:00	501.5	215.7	0.92

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	485.0	166.3	0.95
12:30	482.3	170.4	0.94
12:45	456.2	149.8	0.95
13:00	465.8	162.1	0.94
13:15	520.7	189.6	0.94
13:30	567.5	256.9	0.91
13:45	526.2	230.8	0.92
14:00	518.0	224.0	0.92
14:15	505.6	197.9	0.93
14:30	439.7	164.9	0.94
14:45	457.5	193.7	0.92
15:00	427.3	175.9	0.92
15:15	408.1	158.0	0.93
15:30	424.6	147.0	0.94
15:45	399.8	133.3	0.95
16:00	405.3	130.5	0.95
16:15	425.9	125.0	0.96
16:30	409.5	145.6	0.94
16:45	413.6	153.9	0.94
17:00	402.6	141.5	0.94
17:15	416.3	141.5	0.95
17:30	390.2	127.8	0.95
17:45	383.3	127.8	0.95
18:00	425.9	156.6	0.94
18:15	417.7	129.2	0.96
18:30	414.9	118.2	0.96
18:45	388.8	100.3	0.97
19:00	395.7	92.1	0.97
19:15	387.5	101.7	0.97
19:30	365.5	82.4	0.98
19:45	373.7	105.8	0.96
20:00	393.0	112.7	0.96
20:15	364.1	86.6	0.97
20:30	382.0	118.2	0.96
20:45	387.5	127.8	0.95
21:00	414.9	145.6	0.94
21:15	387.5	129.2	0.95
21:30	371.0	116.8	0.95
21:45	383.3	115.4	0.96
22:00	368.2	82.4	0.98
22:15	309.1	50.8	0.99
22:30	309.1	46.7	0.99
22:45	361.4	86.6	0.97
23:00	360.0	85.2	0.97
23:15	335.3	61.8	0.98
23:30	349.0	46.7	0.99
23:45	368.2	66.0	0.98
24:00	375.1	81.1	0.98

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS					
MAXIMA DEMANDA			DEMANDA PROMEDIO		
H.P	417.7	kW	H.P	376.8	kW
H.F.P	618.3	kW	H.F.P	462.6	kW
DIA	618.3	kW	DIA	444.7	kW
ENERGIA ACTIVA			ENERGIA REACTIVA		
H.P	1884	kWh	H.P	508	KVARh
H.F.P	8789	kWh	H.F.P	3411	KVARh
DIA	10673	kWh	DIA	3919	KVARh
PARAMETROS CALCULADOS					
FACTOR DE CARGA			FACTOR DE PERDIDAS		
H.P	0.90		H.P	0.37	
H.F.P	0.75		H.F.P	0.57	
DIA	0.72		DIA	0.53	
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)				0.94	Inductivo

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 7 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL CARNICOS

FECHA : 12-jun-16

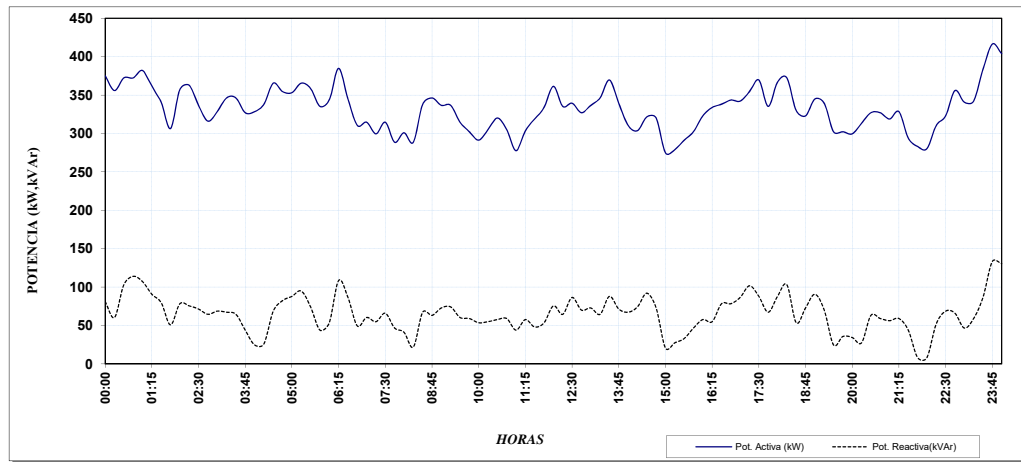
DIA : DOMINGO

### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	355.9	60.5	0.99
0:30	372.4	103.0	0.96
0:45	372.4	114.0	0.96
1:00	382.0	107.2	0.96
1:15	361.4	90.7	0.97
1:30	340.8	79.7	0.97
1:45	306.4	50.8	0.99
2:00	357.2	78.3	0.98
2:15	362.7	75.6	0.98
2:30	336.6	71.4	0.98
2:45	316.0	64.6	0.98
3:00	328.4	68.7	0.98
3:15	346.2	67.3	0.98
3:30	346.2	64.6	0.98
3:45	327.0	44.0	0.99
4:00	328.4	24.7	1.00
4:15	338.0	26.1	1.00
4:30	365.5	68.7	0.98
4:45	354.5	82.4	0.97
5:00	353.1	87.9	0.97
5:15	365.5	94.8	0.97
5:30	358.6	74.2	0.98
5:45	335.3	44.0	0.99
6:00	343.5	53.6	0.99
6:15	384.7	108.5	0.96
6:30	344.9	86.6	0.97
6:45	310.5	49.5	0.99
7:00	314.6	60.5	0.98
7:15	299.5	55.0	0.98
7:30	314.6	66.0	0.98
7:45	288.5	46.7	0.99
8:00	300.9	41.2	0.99
8:15	288.5	22.0	1.00
8:30	338.0	67.3	0.98
8:45	346.2	63.2	0.98
9:00	336.6	72.8	0.98
9:15	336.6	74.2	0.98
9:30	314.6	60.5	0.98
9:45	302.3	59.1	0.98
10:00	291.3	53.6	0.98
10:15	305.0	55.0	0.98
10:30	320.1	57.7	0.98
10:45	305.0	59.1	0.98
11:00	277.5	44.0	0.99
11:15	303.7	57.7	0.98
11:30	318.8	48.1	0.99
11:45	333.9	53.6	0.99
12:00	361.4	75.6	0.98

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	335.3	64.6	0.98
12:30	339.4	86.6	0.97
12:45	327.0	70.1	0.98
13:00	336.6	72.8	0.98
13:15	346.2	64.6	0.98
13:30	369.6	87.9	0.97
13:45	339.4	71.4	0.98
14:00	310.5	67.3	0.98
14:15	303.7	74.2	0.97
14:30	321.5	92.1	0.96
14:45	320.1	72.8	0.98
15:00	274.8	20.6	1.00
15:15	278.9	27.5	1.00
15:30	291.3	33.0	0.99
15:45	302.3	46.7	0.99
16:00	322.9	57.7	0.98
16:15	333.9	55.0	0.99
16:30	338.0	78.3	0.97
16:45	343.5	78.3	0.97
17:00	342.1	86.6	0.97
17:15	354.5	101.7	0.96
17:30	369.6	87.9	0.97
17:45	335.3	67.3	0.98
18:00	366.9	87.9	0.97
18:15	372.4	103.0	0.96
18:30	329.8	53.6	0.99
18:45	322.9	72.8	0.98
19:00	344.9	90.7	0.97
19:15	339.4	70.1	0.98
19:30	302.3	24.7	1.00
19:45	302.3	35.7	0.99
20:00	299.5	34.3	0.99
20:15	313.3	27.5	1.00
20:30	327.0	63.2	0.98
20:45	327.0	59.1	0.98
21:00	318.8	56.3	0.98
21:15	328.4	59.1	0.98
21:30	294.0	44.0	0.99
21:45	283.0	8.2	1.00
22:00	280.3	8.2	1.00
22:15	310.5	52.2	0.99
22:30	322.9	68.7	0.98
22:45	355.9	66.0	0.98
23:00	340.8	46.7	0.99
23:15	342.1	59.1	0.99
23:30	383.3	86.6	0.98
23:45	416.3	133.3	0.95
24:00	404.0	130.5	0.95

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	372.4 kW	H.P	320.8 kW
H.F.P	416.3 kW	H.F.P	334.7 kW
DIA	416.3 kW	DIA	331.8 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	1604 kWh	H.P	261 KVARh
H.F.P	6360 kWh	H.F.P	1299 KVARh
DIA	7964 kWh	DIA	1560 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.86	H.P	0.60
H.F.P	0.80	H.F.P	0.65
DIA	0.80	DIA	0.64
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.98 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

**TOTAL CARNICOS  
RESUMEN DE MEDICIONES**

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kWh)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
06/06/2016	LUNES	491.9	725.5	725.5	2,179.9	9,569.9	11,749.8	0.67	0.92
07/06/2016	MARTES	538.6	713.1	713.1	2,325.5	10,034.7	12,360.2	0.72	0.91
08/06/2016	MIÉRCOLES	589.4	780.4	780.4	2,362.6	10,473.0	12,835.6	0.69	0.91
09/06/2016	JUEVES	527.6	744.7	744.7	2,287.7	10,343.1	12,630.9	0.71	0.91
10/06/2016	VIERNES	507.0	780.4	780.4	2,348.2	10,335.6	12,683.8	0.68	0.91
11/06/2016	SÁBADO	417.7	618.3	618.3	1,883.8	8,789.1	10,672.9	0.72	0.94
12/06/2016	DOMINGO	372.4	416.3	416.3	1,603.8	6,360.2	7,964.0	0.80	0.98
	<b>Máximo</b>	589.4	780.4	780.4	2,362.6	10,473.0	12,835.6	0.80	0.98
	<b>Mínimo</b>	372.4	416.3	416.3	1,603.8	6,360.2	7,964.0	0.67	0.91
	<b>Promedio</b>	492.1	682.7	682.7	2,141.6	9,415.1	11,556.7	0.71	0.93
	<b>Promedio días útiles</b>				<b>2,118</b>	<b>9,109</b>	<b>11,227</b>		
	<b>SÁBADO</b>				<b>2,288</b>	<b>10,343</b>	<b>12,631</b>		
	<b>DOMINGO</b>				<b>2,348</b>	<b>10,336</b>	<b>12,684</b>		
	<b>Proyección al mes</b>				<b>67,256</b>	<b>292,232</b>	<b>359,488</b>		



## DIAGRAMAS DE CARGA UHT

## Figura 1 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA

### TOTAL UHT

FECHA : 13-jun-16

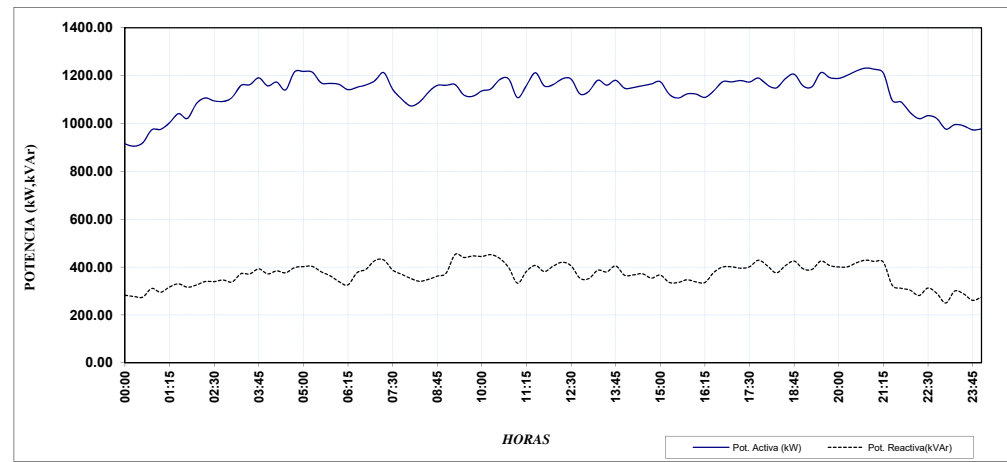
DIA : LUNES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
0:15	904.8	277.0	0.96
0:30	919.2	274.5	0.96
0:45	973.2	310.4	0.95
1:00	975.3	294.7	0.96
1:15	1002.9	316.6	0.95
1:30	1040.8	329.8	0.95
1:45	1021.0	315.7	0.96
2:00	1082.4	324.8	0.96
2:15	1106.3	339.7	0.96
2:30	1094.0	339.2	0.96
2:45	1091.9	345.8	0.95
3:00	1108.0	337.6	0.96
3:15	1158.7	371.8	0.95
3:30	1162.0	371.4	0.95
3:45	1190.4	392.4	0.95
4:00	1157.0	371.4	0.95
4:15	1172.7	383.8	0.95
4:30	1140.1	375.9	0.95
4:45	1214.8	397.4	0.95
5:00	1217.2	401.9	0.95
5:15	1213.9	402.7	0.95
5:30	1169.4	380.0	0.95
5:45	1167.4	363.6	0.95
6:00	1163.2	338.8	0.96
6:15	1141.0	325.6	0.96
6:30	1150.9	375.9	0.95
6:45	1160.8	390.4	0.95
7:00	1178.1	426.6	0.94
7:15	1212.3	429.9	0.94
7:30	1143.0	387.5	0.95
7:45	1102.6	369.7	0.95
8:00	1073.4	352.8	0.95
8:15	1088.6	340.5	0.95
8:30	1130.3	348.3	0.96
8:45	1158.7	361.9	0.95
9:00	1159.1	374.7	0.95
9:15	1162.4	452.6	0.93
9:30	1118.3	439.8	0.93
9:45	1113.8	446.4	0.93
10:00	1136.0	444.4	0.93
10:15	1143.9	451.8	0.93
10:30	1183.0	436.1	0.94
10:45	1186.3	398.2	0.95
11:00	1108.0	332.6	0.96
11:15	1158.3	382.1	0.95
11:30	1211.9	406.8	0.95
11:45	1156.6	381.3	0.95
12:00	1162.4	404.0	0.94

Hora	P (kW)	Q (kVAR)	F.P.
12:15	1185.9	420.0	0.94
12:30	1185.5	405.2	0.95
12:45	1123.2	353.3	0.95
13:00	1134.4	352.0	0.96
13:15	1180.5	386.6	0.95
13:30	1159.9	379.6	0.95
13:45	1180.1	404.8	0.95
14:00	1147.2	365.6	0.95
14:15	1150.0	367.3	0.95
14:30	1157.5	371.8	0.95
14:45	1164.9	353.7	0.96
15:00	1174.4	366.4	0.95
15:15	1122.0	335.9	0.96
15:30	1105.9	335.5	0.96
15:45	1123.2	346.7	0.96
16:00	1122.8	338.0	0.96
16:15	1108.8	335.5	0.96
16:30	1136.4	377.6	0.95
16:45	1174.4	400.2	0.95
17:00	1173.5	401.1	0.95
17:15	1179.3	395.3	0.95
17:30	1173.1	401.1	0.95
17:45	1189.6	428.7	0.94
18:00	1160.8	405.2	0.94
18:15	1148.4	375.5	0.95
18:30	1186.3	405.2	0.95
18:45	1205.7	425.0	0.94
19:00	1157.0	392.8	0.95
19:15	1153.3	389.9	0.95
19:30	1212.3	425.0	0.94
19:45	1191.3	406.0	0.95
20:00	1188.4	400.2	0.95
20:15	1202.0	401.1	0.95
20:30	1219.7	418.0	0.95
20:45	1231.2	428.7	0.94
21:00	1226.3	423.3	0.95
21:15	1210.6	420.4	0.94
21:30	1096.5	323.6	0.96
21:45	1089.4	311.2	0.96
22:00	1046.2	303.4	0.96
22:15	1019.8	281.1	0.96
22:30	1032.6	312.4	0.96
22:45	1020.6	289.4	0.96
23:00	976.5	249.8	0.97
23:15	995.1	299.7	0.96
23:30	990.1	287.7	0.96
23:45	973.2	260.9	0.97
24:00	976.9	274.1	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	1231.2 kW	H.P	1140.7 kW
H.F.P	1217.2 kW	H.F.P	1126.8 kW
DIA	1231.2 kW	DIA	1129.7 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	5704 kWh	H.P	1846 kVARh
H.F.P	21409 kWh	H.F.P	6992 kVARh
DIA	27112 kWh	DIA	8837 kVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.93	H.P	0.86
H.F.P	0.93	H.F.P	0.84
DIA	0.92	DIA	0.84
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.95 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta



## Figura 2 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL UHT

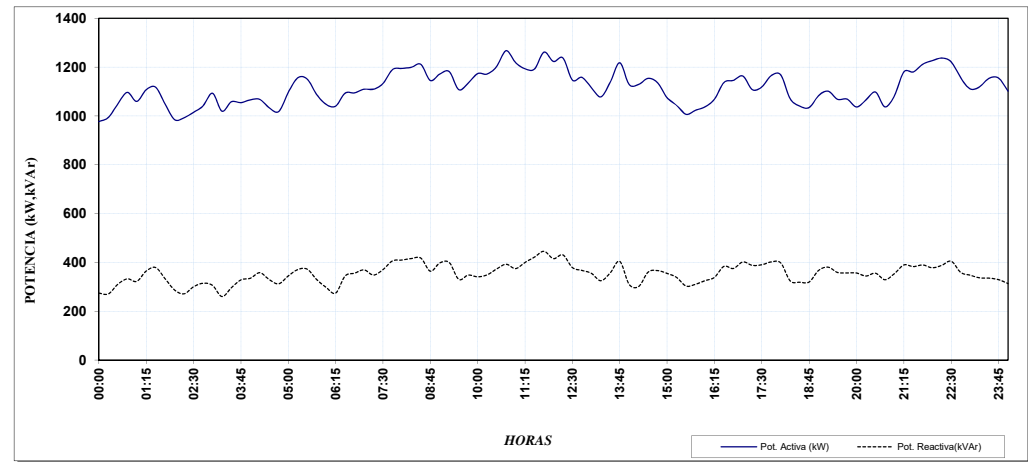
### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.	Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	993.4	270.8	0.96	12:15	1237.4	430.7	0.94
0:30	1049.0	310.4	0.96	12:30	1146.7	378.8	0.95
0:45	1096.5	332.6	0.96	12:45	1157.9	367.3	0.95
1:00	1059.4	322.3	0.96	13:00	1116.2	355.3	0.95
1:15	1107.2	364.4	0.95	13:15	1077.9	324.8	0.96
1:30	1117.5	378.8	0.95	13:30	1138.5	357.4	0.95
1:45	1048.2	333.1	0.95	13:45	1217.6	404.4	0.95
2:00	984.7	286.9	0.96	14:00	1128.2	309.6	0.96
2:15	992.6	271.2	0.96	14:15	1129.0	301.3	0.97
2:30	1014.8	300.1	0.96	14:30	1153.7	360.3	0.95
2:45	1040.8	314.5	0.96	14:45	1135.6	366.4	0.95
3:00	1092.7	305.9	0.96	15:00	1074.2	354.9	0.95
3:15	1019.4	260.1	0.97	15:15	1043.7	338.4	0.95
3:30	1058.1	296.4	0.96	15:30	1006.6	303.4	0.96
3:45	1054.4	328.5	0.95	15:45	1023.1	310.4	0.96
4:00	1065.9	335.1	0.95	16:00	1037.1	325.2	0.95
4:15	1067.6	357.8	0.95	16:15	1068.4	338.8	0.95
4:30	1033.0	329.3	0.95	16:30	1136.8	383.8	0.95
4:45	1018.1	312.4	0.96	16:45	1145.5	375.1	0.95
5:00	1096.0	344.6	0.95	17:00	1163.2	401.9	0.95
5:15	1155.8	370.6	0.95	17:15	1107.6	387.9	0.94
5:30	1150.9	372.2	0.95	17:30	1118.7	390.4	0.94
5:45	1087.8	329.8	0.96	17:45	1165.3	401.9	0.95
6:00	1047.0	297.6	0.96	18:00	1167.8	397.8	0.95
6:15	1040.0	274.1	0.97	18:15	1070.1	324.0	0.96
6:30	1093.2	344.2	0.95	18:30	1040.4	319.0	0.96
6:45	1094.4	355.7	0.95	18:45	1034.2	319.9	0.96
7:00	1109.6	369.3	0.95	19:00	1083.3	367.3	0.95
7:15	1109.2	348.3	0.95	19:15	1101.4	380.5	0.95
7:30	1132.7	370.6	0.95	19:30	1068.0	358.6	0.95
7:45	1189.6	406.0	0.95	19:45	1068.8	357.0	0.95
8:00	1194.6	409.7	0.95	20:00	1036.7	356.6	0.95
8:15	1199.1	415.9	0.94	20:15	1065.5	344.2	0.95
8:30	1211.0	417.6	0.95	20:30	1097.7	355.7	0.95
8:45	1145.1	364.0	0.95	20:45	1037.1	328.9	0.95
9:00	1171.5	397.8	0.95	21:00	1082.4	354.1	0.95
9:15	1181.4	399.4	0.95	21:15	1180.5	389.5	0.95
9:30	1107.6	330.6	0.96	21:30	1180.1	382.9	0.95
9:45	1134.4	347.9	0.96	21:45	1211.9	389.5	0.95
10:00	1173.5	340.9	0.96	22:00	1226.3	378.0	0.96
10:15	1171.5	349.1	0.96	22:15	1237.0	387.9	0.95
10:30	1202.4	373.0	0.96	22:30	1221.3	404.8	0.95
10:45	1267.1	392.4	0.96	22:45	1156.2	359.0	0.96
11:00	1218.5	374.7	0.96	23:00	1110.5	347.5	0.95
11:15	1192.9	399.8	0.95	23:15	1119.5	336.8	0.96
11:30	1192.1	421.7	0.94	23:30	1154.2	335.5	0.96
11:45	1261.3	445.6	0.94	23:45	1155.0	329.3	0.96
12:00	1223.0	415.5	0.95	24:00	1101.8	313.3	0.96

FECHA : 14-jun-16

DIA : MARTES

### DIAGRAMA DE CARGA



### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	1237.0 kW	H.P	1115.5 kW
H.F.P	1267.1 kW	H.F.P	1117.0 kW
DIA	1267.1 kW	DIA	1116.7 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	5577 kWh	H.P	1801 KVARh
H.F.P	21223 kWh	H.F.P	6693 KVARh
DIA	26801 kWh	DIA	8494 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.90	H.P	0.78
H.F.P	0.88	H.F.P	0.78
DIA	0.88	DIA	0.78
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.95 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 3 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA

### TOTAL UHT

FECHA : 15-jun-16

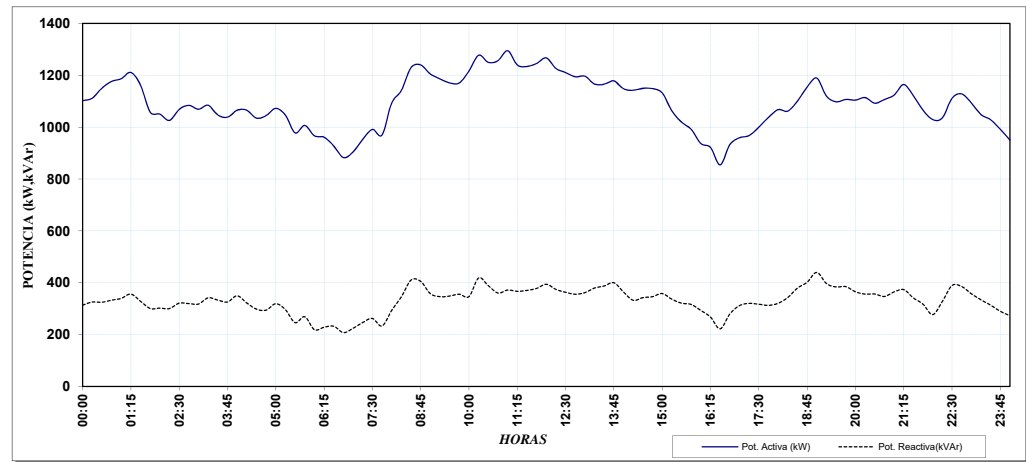
DIA : MIÉRCOLES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	1111.7	325.6	0.96
0:30	1150.5	324.8	0.96
0:45	1176.4	332.6	0.96
1:00	1186.7	339.7	0.96
1:15	1211.0	356.1	0.96
1:30	1162.0	328.5	0.96
1:45	1057.7	300.5	0.96
2:00	1050.3	302.1	0.96
2:15	1026.0	300.5	0.96
2:30	1068.4	321.1	0.96
2:45	1084.1	319.5	0.96
3:00	1069.2	317.8	0.96
3:15	1084.5	341.7	0.95
3:30	1047.0	333.1	0.95
3:45	1038.3	325.6	0.95
4:00	1065.5	349.5	0.95
4:15	1065.1	321.9	0.96
4:30	1034.6	298.0	0.96
4:45	1044.5	294.3	0.96
5:00	1072.5	319.0	0.96
5:15	1046.2	296.0	0.96
5:30	977.7	246.1	0.97
5:45	1006.6	268.8	0.97
6:00	966.6	218.9	0.98
6:15	961.3	228.4	0.97
6:30	927.5	232.1	0.97
6:45	882.5	207.7	0.97
7:00	904.4	224.2	0.97
7:15	953.0	246.5	0.97
7:30	991.3	262.2	0.97
7:45	969.9	233.3	0.97
8:00	1093.2	293.5	0.97
8:15	1141.4	345.8	0.96
8:30	1229.6	410.1	0.95
8:45	1239.9	405.2	0.95
9:00	1204.9	357.8	0.96
9:15	1186.3	346.2	0.96
9:30	1170.6	348.7	0.96
9:45	1170.6	355.7	0.96
10:00	1216.8	346.7	0.96
10:15	1277.4	418.4	0.95
10:30	1249.8	388.7	0.95
10:45	1256.4	360.3	0.96
11:00	1294.7	371.8	0.96
11:15	1239.9	366.9	0.96
11:30	1234.1	370.6	0.96
11:45	1245.7	378.0	0.96
12:00	1267.1	394.1	0.95

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	1226.3	374.3	0.96
12:30	1210.6	363.1	0.96
12:45	1194.1	355.7	0.96
13:00	1196.6	361.9	0.96
13:15	1166.1	379.6	0.95
13:30	1165.7	387.5	0.95
13:45	1178.5	399.8	0.95
14:00	1148.0	364.0	0.95
14:15	1142.2	332.2	0.96
14:30	1150.0	342.5	0.96
14:45	1148.4	346.2	0.96
15:00	1132.3	358.2	0.95
15:15	1063.1	336.4	0.95
15:30	1019.4	321.1	0.95
15:45	991.8	316.2	0.95
16:00	936.9	293.1	0.95
16:15	921.7	267.5	0.96
16:30	854.5	222.2	0.97
16:45	932.4	279.5	0.96
17:00	959.2	311.6	0.95
17:15	967.4	320.3	0.95
17:30	1000.0	317.0	0.95
17:45	1037.5	312.9	0.96
18:00	1067.6	320.7	0.96
18:15	1061.8	343.0	0.95
18:30	1100.6	379.2	0.95
18:45	1154.6	401.9	0.94
19:00	1189.2	439.8	0.94
19:15	1119.9	396.9	0.94
19:30	1097.7	383.8	0.94
19:45	1106.8	385.0	0.94
20:00	1104.3	365.2	0.95
20:15	1114.2	356.1	0.95
20:30	1092.3	356.6	0.95
20:45	1106.8	347.1	0.95
21:00	1123.2	364.4	0.95
21:15	1164.5	373.5	0.95
21:30	1121.2	341.3	0.96
21:45	1065.5	317.4	0.96
22:00	1029.3	277.0	0.97
22:15	1035.9	327.7	0.95
22:30	1111.3	389.1	0.94
22:45	1128.2	385.4	0.95
23:00	1093.6	357.4	0.95
23:15	1048.6	333.9	0.95
23:30	1028.4	313.3	0.96
23:45	991.8	289.8	0.96
24:00	950.1	272.5	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	1189.2 kW	H.P	1106.0 kW
H.F.P	1294.7 kW	H.F.P	1091.3 kW
DIA	1294.7 kW	DIA	1094.4 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	5530 kWh	H.P	1822 KVARh
H.F.P	20735 kWh	H.F.P	6142 KVARh
DIA	26265 kWh	DIA	7964 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.93	H.P	0.73
H.F.P	0.84	H.F.P	0.72
DIA	0.85	DIA	0.72
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.96 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 4 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA

### TOTAL UHT

FECHA : 16-jun-16

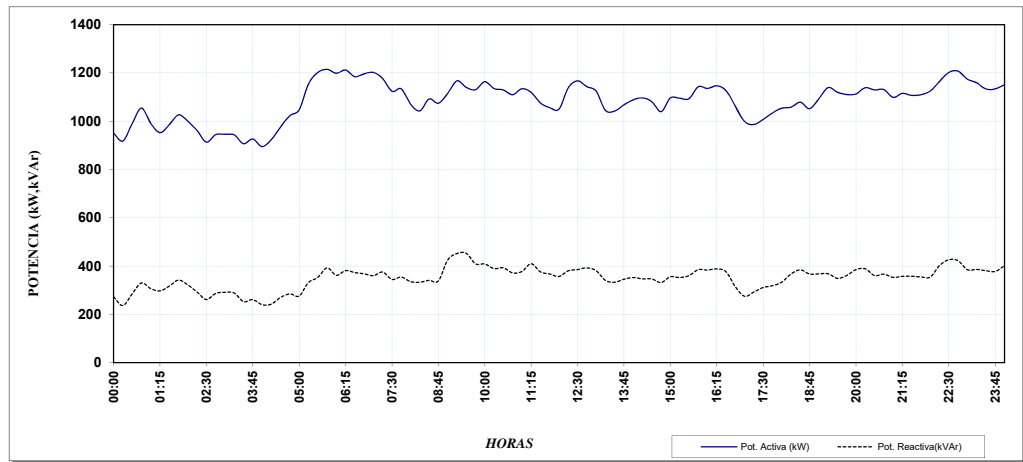
DIA : JUEVES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	918.0	236.6	0.97
0:30	989.7	284.8	0.96
0:45	1054.4	330.2	0.95
1:00	991.3	306.7	0.96
1:15	952.6	297.2	0.95
1:30	985.6	317.0	0.95
1:45	1026.4	341.7	0.95
2:00	1000.0	321.9	0.95
2:15	961.3	292.2	0.96
2:30	913.4	261.3	0.96
2:45	944.4	286.5	0.96
3:00	945.6	291.4	0.96
3:15	943.5	288.1	0.96
3:30	906.8	252.7	0.96
3:45	926.2	260.9	0.96
4:00	894.9	239.9	0.97
4:15	923.7	242.4	0.97
4:30	976.5	270.4	0.96
4:45	1023.1	284.4	0.96
5:00	1047.4	276.2	0.97
5:15	1154.2	331.8	0.96
5:30	1201.6	352.8	0.96
5:45	1214.8	392.4	0.95
6:00	1198.7	361.9	0.96
6:15	1211.9	381.3	0.95
6:30	1184.3	373.0	0.95
6:45	1196.6	367.7	0.96
7:00	1202.0	360.3	0.96
7:15	1176.4	375.1	0.95
7:30	1124.1	344.6	0.96
7:45	1134.0	354.5	0.95
8:00	1070.9	335.5	0.95
8:15	1042.9	333.1	0.95
8:30	1091.9	340.9	0.95
8:45	1074.6	338.4	0.95
9:00	1115.0	425.0	0.93
9:15	1167.4	451.8	0.93
9:30	1140.1	453.0	0.93
9:45	1130.7	409.3	0.94
10:00	1163.6	408.5	0.94
10:15	1135.2	389.5	0.95
10:30	1129.4	392.8	0.94
10:45	1109.6	371.8	0.95
11:00	1134.4	377.6	0.95
11:15	1119.5	409.7	0.94
11:30	1075.4	375.9	0.94
11:45	1056.1	367.3	0.94
12:00	1050.3	357.0	0.95

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	1138.9	380.5	0.95
12:30	1166.9	385.4	0.95
12:45	1143.0	392.4	0.95
13:00	1124.5	380.9	0.95
13:15	1044.9	340.9	0.95
13:30	1042.0	333.1	0.95
13:45	1068.0	345.4	0.95
14:00	1088.6	352.4	0.95
14:15	1096.5	347.1	0.95
14:30	1080.8	346.7	0.95
14:45	1039.6	331.8	0.95
15:00	1096.5	355.7	0.95
15:15	1095.2	352.4	0.95
15:30	1093.2	360.3	0.95
15:45	1142.6	385.0	0.95
16:00	1135.6	383.3	0.95
16:15	1146.7	388.3	0.95
16:30	1126.5	376.3	0.95
16:45	1061.8	314.1	0.96
17:00	998.3	274.9	0.96
17:15	986.4	292.7	0.96
17:30	1007.4	311.2	0.96
17:45	1034.2	318.6	0.96
18:00	1054.0	333.5	0.95
18:15	1058.1	367.3	0.94
18:30	1078.7	384.2	0.94
18:45	1051.9	367.3	0.94
19:00	1093.2	367.7	0.95
19:15	1139.3	368.1	0.95
19:30	1119.9	349.1	0.95
19:45	1110.5	361.1	0.95
20:00	1112.9	385.4	0.94
20:15	1138.9	388.7	0.95
20:30	1129.4	360.7	0.95
20:45	1131.1	366.4	0.95
21:00	1098.9	353.3	0.95
21:15	1115.4	357.4	0.95
21:30	1106.8	357.8	0.95
21:45	1110.1	354.9	0.95
22:00	1124.9	354.5	0.95
22:15	1164.9	401.9	0.95
22:30	1202.0	426.2	0.94
22:45	1207.3	422.1	0.94
23:00	1173.9	385.0	0.95
23:15	1159.5	386.2	0.95
23:30	1133.6	380.9	0.95
23:45	1134.0	377.6	0.95
24:00	1150.9	401.5	0.94

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	1207.3 kW	H.P	1123.4 kW
H.F.P	1214.8 kW	H.F.P	1075.3 kW
DIA	1214.8 kW	DIA	1085.3 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	5617 kWh	H.P	1870 KVARh
H.F.P	20430 kWh	H.F.P	6536 KVARh
DIA	26047 kWh	DIA	8406 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.93	H.P	0.86
H.F.P	0.89	H.F.P	0.79
DIA	0.89	DIA	0.80
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.95 Inductivo	

**Nota:**

H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 5 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA

### TOTAL UHT

FECHA : 17-jun-16

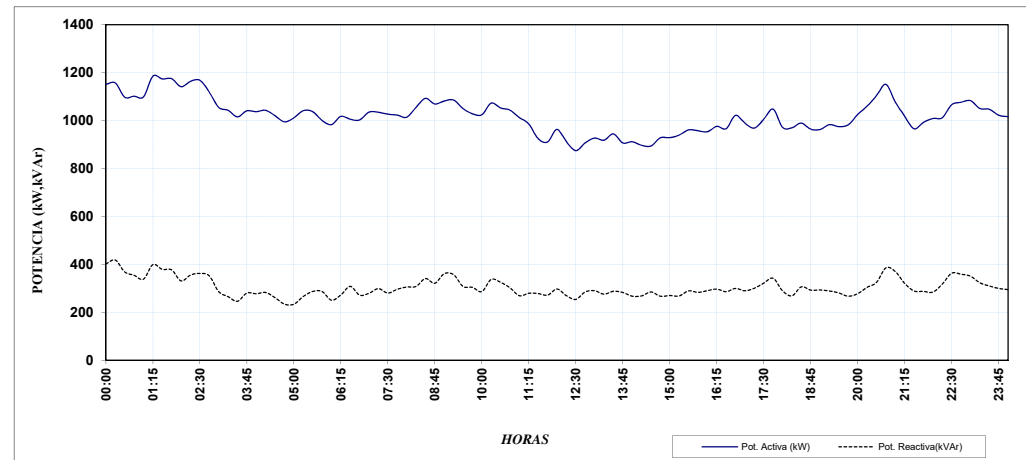
DIA : VIERNES

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	1156.6	417.6	0.94
0:30	1097.3	368.1	0.95
0:45	1101.4	354.1	0.95
1:00	1098.5	338.0	0.96
1:15	1185.1	398.6	0.95
1:30	1173.5	378.8	0.95
1:45	1174.4	376.3	0.95
2:00	1141.0	330.6	0.96
2:15	1163.2	354.9	0.96
2:30	1167.8	361.9	0.96
2:45	1118.7	351.6	0.95
3:00	1054.8	286.1	0.97
3:15	1042.5	265.0	0.97
3:30	1015.2	245.7	0.97
3:45	1040.4	279.9	0.97
4:00	1036.7	277.0	0.97
4:15	1042.5	282.4	0.97
4:30	1019.8	260.5	0.97
4:45	994.2	233.7	0.97
5:00	1011.1	233.3	0.97
5:15	1040.8	265.5	0.97
5:30	1037.1	286.5	0.96
5:45	1000.4	286.5	0.96
6:00	982.7	250.2	0.97
6:15	1017.3	272.1	0.97
6:30	1005.4	307.9	0.96
6:45	1002.5	271.2	0.97
7:00	1035.0	279.1	0.97
7:15	1034.2	298.4	0.96
7:30	1026.4	279.9	0.96
7:45	1022.7	295.5	0.96
8:00	1013.6	305.0	0.96
8:15	1054.8	307.5	0.96
8:30	1092.3	340.5	0.95
8:45	1068.8	320.7	0.96
9:00	1081.2	360.7	0.95
9:15	1085.3	356.6	0.95
9:30	1049.9	307.5	0.96
9:45	1028.0	303.8	0.96
10:00	1023.9	286.1	0.96
10:15	1072.5	336.8	0.95
10:30	1052.3	324.8	0.96
10:45	1043.3	301.7	0.96
11:00	1012.0	268.8	0.97
11:15	985.6	279.1	0.96
11:30	924.2	277.8	0.96
11:45	910.5	271.2	0.96
12:00	962.9	296.8	0.96

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	911.8	269.2	0.96
12:30	874.3	253.5	0.96
12:45	906.4	284.4	0.95
13:00	926.6	289.8	0.95
13:15	917.6	275.3	0.96
13:30	943.9	287.3	0.96
13:45	906.4	282.4	0.95
14:00	911.4	267.1	0.96
14:15	896.5	267.9	0.96
14:30	893.6	284.4	0.95
14:45	927.9	266.7	0.96
15:00	928.3	269.6	0.96
15:15	939.0	267.9	0.96
15:30	960.8	289.0	0.96
15:45	957.1	282.8	0.96
16:00	953.0	289.8	0.96
16:15	975.7	296.4	0.96
16:30	965.8	285.7	0.96
16:45	1021.4	299.3	0.96
17:00	988.9	289.4	0.96
17:15	968.3	300.1	0.96
17:30	1004.9	321.5	0.95
17:45	1047.4	341.7	0.95
18:00	971.6	289.4	0.96
18:15	969.5	268.3	0.96
18:30	989.3	305.9	0.96
18:45	963.7	292.2	0.96
19:00	962.5	292.7	0.96
19:15	982.7	288.5	0.96
19:30	974.4	280.3	0.96
19:45	982.3	266.7	0.97
20:00	1025.1	277.4	0.97
20:15	1059.8	303.8	0.96
20:30	1103.5	324.4	0.96
20:45	1150.9	385.0	0.95
21:00	1077.1	369.7	0.95
21:15	1017.3	320.3	0.95
21:30	965.4	288.5	0.96
21:45	992.2	286.9	0.96
22:00	1008.2	284.0	0.96
22:15	1011.5	317.4	0.95
22:30	1065.9	362.7	0.95
22:45	1075.8	358.6	0.95
23:00	1082.8	350.4	0.95
23:15	1049.9	322.8	0.96
23:30	1047.0	309.6	0.96
23:45	1021.8	299.3	0.96
24:00	1015.7	294.3	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	1150.9 kW	H.P	1023.0 kW
H.F.P	1185.1 kW	H.F.P	1017.5 kW
DIA	1185.1 kW	DIA	1018.7 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	5115 kWh	H.P	1556 KVARh
H.F.P	19333 kWh	H.F.P	5702 KVARh
DIA	24448 kWh	DIA	7258 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.89	H.P	0.75
H.F.P	0.86	H.F.P	0.74
DIA	0.86	DIA	0.74
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		Inductivo	
		0.96	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 6 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA

### TOTAL UHT

FECHA : 18-jun-16

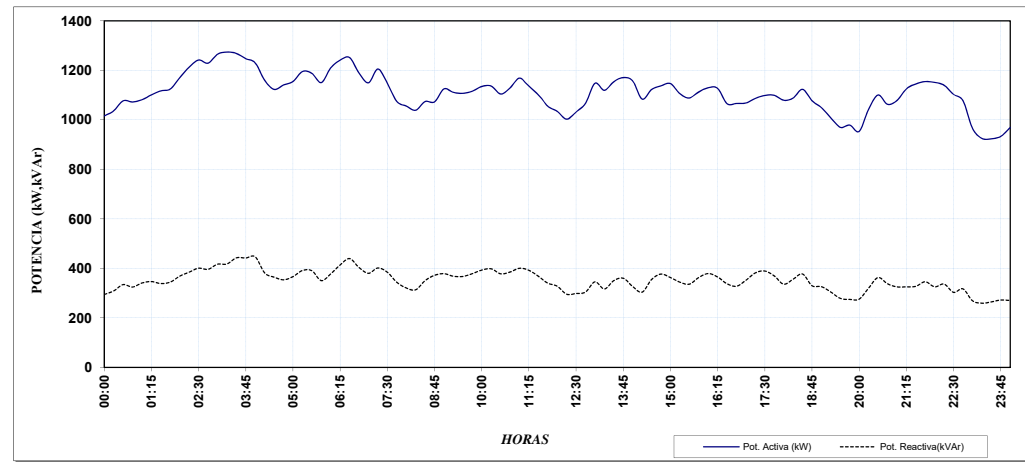
DIA : SÁBADO

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	1036.3	308.7	0.96
0:30	1076.7	334.3	0.96
0:45	1072.1	324.4	0.96
1:00	1081.2	340.9	0.95
1:15	1101.0	346.7	0.95
1:30	1117.1	338.4	0.96
1:45	1124.5	344.6	0.96
2:00	1170.2	368.5	0.95
2:15	1213.1	384.6	0.95
2:30	1241.5	400.7	0.95
2:45	1228.8	396.1	0.95
3:00	1265.0	416.7	0.95
3:15	1273.7	417.6	0.95
3:30	1268.3	442.3	0.94
3:45	1246.9	441.9	0.94
4:00	1230.0	446.4	0.94
4:15	1159.5	381.3	0.95
4:30	1122.8	364.4	0.95
4:45	1140.6	353.7	0.96
5:00	1155.0	366.4	0.95
5:15	1195.0	391.2	0.95
5:30	1188.0	390.4	0.95
5:45	1150.5	350.4	0.96
6:00	1209.8	377.6	0.95
6:15	1241.1	413.8	0.95
6:30	1251.4	439.4	0.94
6:45	1188.8	403.1	0.95
7:00	1149.6	380.0	0.95
7:15	1205.3	401.5	0.95
7:30	1147.6	384.2	0.95
7:45	1074.2	343.8	0.95
8:00	1055.6	320.7	0.96
8:15	1038.7	313.3	0.96
8:30	1073.8	350.4	0.95
8:45	1072.5	371.8	0.94
9:00	1124.9	378.4	0.95
9:15	1110.9	368.1	0.95
9:30	1107.2	367.3	0.95
9:45	1115.4	378.4	0.95
10:00	1134.8	392.8	0.94
10:15	1136.4	398.2	0.94
10:30	1104.3	378.0	0.95
10:45	1128.6	385.0	0.95
11:00	1168.6	400.2	0.95
11:15	1135.2	392.0	0.95
11:30	1101.4	368.1	0.95
11:45	1054.8	340.1	0.95
12:00	1034.2	327.7	0.95

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	1002.5	295.5	0.96
12:30	1031.7	298.4	0.96
12:45	1066.8	304.2	0.96
13:00	1147.6	345.4	0.96
13:15	1119.1	316.6	0.96
13:30	1154.2	350.4	0.96
13:45	1170.6	359.9	0.96
14:00	1157.0	326.5	0.96
14:15	1083.7	303.8	0.96
14:30	1122.4	354.9	0.95
14:45	1137.3	376.8	0.95
15:00	1146.3	362.7	0.95
15:15	1105.5	344.2	0.95
15:30	1088.2	335.9	0.96
15:45	1112.9	363.1	0.95
16:00	1129.4	378.8	0.95
16:15	1127.0	365.2	0.95
16:30	1065.1	337.6	0.95
16:45	1066.4	327.7	0.96
17:00	1068.0	352.0	0.95
17:15	1086.6	381.7	0.94
17:30	1098.5	389.1	0.94
17:45	1098.9	369.3	0.95
18:00	1079.1	335.9	0.95
18:15	1087.8	356.1	0.95
18:30	1123.2	377.2	0.95
18:45	1077.1	329.8	0.96
19:00	1049.0	326.1	0.95
19:15	1007.8	304.2	0.96
19:30	969.5	278.6	0.96
19:45	978.6	274.5	0.96
20:00	953.4	275.8	0.96
20:15	1042.9	320.3	0.96
20:30	1100.2	362.7	0.95
20:45	1062.7	337.6	0.95
21:00	1077.9	325.2	0.96
21:15	1124.9	325.2	0.96
21:30	1144.7	327.3	0.96
21:45	1154.6	345.8	0.96
22:00	1150.9	325.2	0.96
22:15	1139.7	336.4	0.96
22:30	1102.6	303.0	0.96
22:45	1077.5	317.0	0.96
23:00	966.2	269.2	0.96
23:15	925.0	259.3	0.96
23:30	923.3	264.2	0.96
23:45	932.8	272.1	0.96
24:00	968.7	270.4	0.96

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	1154.6 kW	H.P	1069.6 kW
H.F.P	1273.7 kW	H.F.P	1121.5 kW
DIA	1273.7 kW	DIA	1110.7 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	5348 kWh	H.P	1604 KVARh
H.F.P	21309 kWh	H.F.P	6841 KVARh
DIA	26657 kWh	DIA	8446 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.93	H.P	0.71
H.F.P	0.88	H.F.P	0.78
DIA	0.87	DIA	0.76
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.95 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

## Figura 7 EVALUACION DE CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA

### TOTAL UHT

FECHA : 19-jun-16

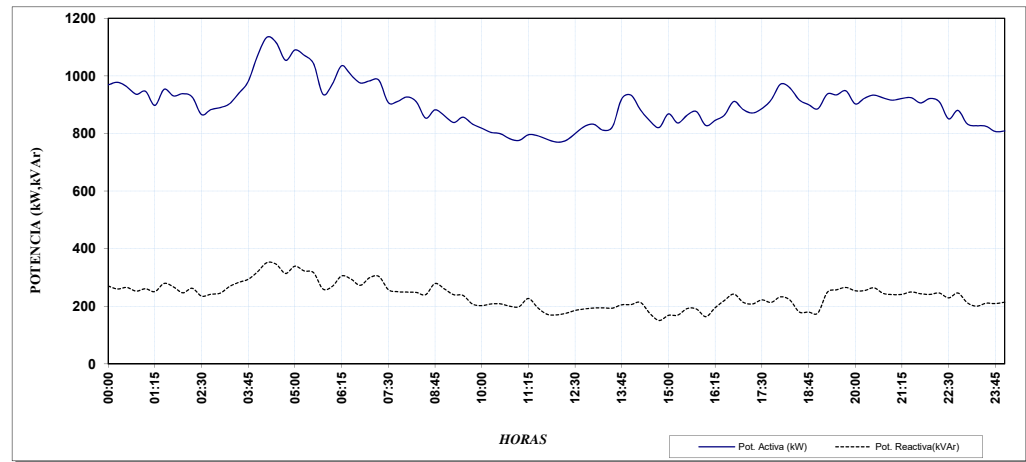
DIA : DOMINGO

#### REPORTE DE REGISTROS

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
0:15	977.7	260.1	0.97
0:30	962.1	265.5	0.96
0:45	936.1	252.7	0.97
1:00	946.4	260.9	0.96
1:15	897.4	251.0	0.96
1:30	953.4	279.5	0.96
1:45	930.3	267.1	0.96
2:00	938.2	246.9	0.97
2:15	926.6	262.6	0.96
2:30	865.6	235.4	0.96
2:45	882.9	242.0	0.96
3:00	889.9	245.7	0.96
3:15	903.1	268.8	0.96
3:30	939.8	283.2	0.96
3:45	980.6	293.9	0.96
4:00	1070.1	319.9	0.96
4:15	1134.0	351.6	0.96
4:30	1115.0	345.8	0.96
4:45	1054.0	314.1	0.96
5:00	1089.9	339.2	0.95
5:15	1071.3	322.8	0.96
5:30	1042.0	316.6	0.96
5:45	936.1	260.1	0.96
6:00	971.1	269.2	0.96
6:15	1035.0	305.4	0.96
6:30	1003.3	294.7	0.96
6:45	975.3	272.9	0.96
7:00	982.7	299.3	0.96
7:15	984.3	303.4	0.96
7:30	907.3	258.0	0.96
7:45	911.4	250.6	0.96
8:00	926.6	249.4	0.97
8:15	910.1	248.1	0.96
8:30	853.3	240.3	0.96
8:45	882.1	279.1	0.95
9:00	861.9	260.5	0.96
9:15	838.0	240.3	0.96
9:30	856.6	237.8	0.96
9:45	833.1	208.2	0.97
10:00	818.2	202.4	0.97
10:15	803.8	208.2	0.97
10:30	799.3	208.6	0.97
10:45	781.9	200.3	0.97
11:00	775.8	198.7	0.97
11:15	795.5	227.1	0.96
11:30	791.8	195.0	0.97
11:45	779.9	172.3	0.98
12:00	770.0	170.2	0.98

Hora	P (kW)	Q (KVAR)	F.P.
12:15	775.3	175.6	0.98
12:30	799.3	185.5	0.97
12:45	824.4	190.8	0.97
13:00	831.8	194.1	0.97
13:15	811.2	194.6	0.97
13:30	822.8	193.7	0.97
13:45	920.9	205.3	0.98
14:00	932.8	206.1	0.98
14:15	882.1	213.5	0.97
14:30	844.2	175.6	0.98
14:45	820.7	150.9	0.98
15:00	868.1	168.6	0.98
15:15	836.4	169.4	0.98
15:30	863.6	192.1	0.98
15:45	875.9	190.4	0.98
16:00	827.7	164.1	0.98
16:15	845.4	195.0	0.97
16:30	864.0	220.5	0.97
16:45	911.0	242.4	0.97
17:00	882.9	213.9	0.97
17:15	871.0	208.2	0.97
17:30	886.2	222.2	0.97
17:45	916.7	213.5	0.97
18:00	971.1	232.9	0.97
18:15	958.4	221.8	0.97
18:30	916.7	180.5	0.98
18:45	900.2	180.1	0.98
19:00	885.8	176.8	0.98
19:15	936.5	248.1	0.97
19:30	934.0	257.2	0.96
19:45	948.1	265.5	0.96
20:00	902.7	253.9	0.96
20:15	922.5	254.7	0.96
20:30	933.2	264.2	0.96
20:45	923.3	244.8	0.97
21:00	915.5	240.7	0.97
21:15	921.7	241.5	0.97
21:30	924.2	249.8	0.97
21:45	906.0	243.6	0.97
22:00	921.3	241.1	0.97
22:15	910.1	246.1	0.97
22:30	850.8	229.2	0.97
22:45	880.0	246.1	0.96
23:00	833.1	212.3	0.97
23:15	826.9	200.3	0.97
23:30	825.2	210.6	0.97
23:45	806.7	209.4	0.97
24:00	808.7	214.3	0.97

#### DIAGRAMA DE CARGA



#### PARAMETROS ELECTRICOS REGISTRADOS Y CALCULADOS

PARAMETROS REGISTRADOS			
MAXIMA DEMANDA		DEMANDA PROMEDIO	
H.P	958.4 kW	H.P	911.2 kW
H.F.P	1134.0 kW	H.F.P	897.9 kW
DIA	1134.0 kW	DIA	900.7 kW
ENERGIA ACTIVA		ENERGIA REACTIVA	
H.P	4556 kWh	H.P	1175 KVARh
H.F.P	17061 kWh	H.F.P	4510 KVARh
DIA	21617 kWh	DIA	5684 KVARh
PARAMETROS CALCULADOS			
FACTOR DE CARGA		FACTOR DE PERDIDAS	
H.P	0.95	H.P	0.65
H.F.P	0.79	H.F.P	0.63
DIA	0.79	DIA	0.64
FACTOR DE POTENCIA (promedio del dia)		0.97 Inductivo	

**Nota:**  
H.P. : Horas de punta (18:00 a 23:00)  
H.F.P. : Horas fuera de punta

**TOTAL UHT  
RESUMEN DE MEDICIONES**

Fecha	Día	Máxima Demanda (kW)			Energía Activa (kWh)			fc	fp
		HP	HFP	DIA	HP	HFP	DIA		
13/06/2016	LUNES	1231.2	1217.2	1231.2	5,703.5	21,408.7	27,112.2	0.92	0.95
14/06/2016	MARTES	1237.0	1267.1	1267.1	5,577.4	21,223.5	26,800.8	0.88	0.95
15/06/2016	MIÉRCOLES	1189.2	1294.7	1294.7	5,530.2	20,735.2	26,265.4	0.85	0.96
16/06/2016	JUEVES	1207.3	1214.8	1214.8	5,617.0	20,430.1	26,047.1	0.89	0.95
17/06/2016	VIERNES	1150.9	1185.1	1185.1	5,115.0	19,333.3	24,448.3	0.86	0.96
18/06/2016	SÁBADO	1154.6	1273.7	1273.7	5,347.8	21,309.4	26,657.2	0.87	0.95
19/06/2016	DOMINGO	958.4	1134.0	1134.0	4,556.0	17,061.0	21,617.0	0.79	0.97
	<b>Máximo</b>	1237.0	1294.7	1294.7	5,703.5	21,408.7	27,112.2	0.92	0.97
	<b>Mínimo</b>	958.4	1134.0	1134.0	4,556.0	17,061.0	21,617.0	0.79	0.95
	<b>Promedio</b>	1161.2	1226.6	1228.7	5,349.6	20,214.5	25,564.0	0.87	0.96
	<b>Promedio días útiles</b>				<b>5,342</b>	<b>20,107</b>	<b>25,449</b>		
	<b>SÁBADO</b>				<b>5,617</b>	<b>20,430</b>	<b>26,047</b>		
	<b>DOMINGO</b>				<b>5,115</b>	<b>19,333</b>	<b>24,448</b>		
	<b>Proyección al mes</b>				<b>165,789</b>	<b>621,517</b>	<b>787,306</b>		



## EVALUACIÓN ECONOMICA MEJORAS LAIVE



### Evaluación Económica para la Implementación de un sistema de compensación reactiva en la Planta de Lácteos

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	3,121
Mantenimiento	
Inversión en proyecto de mejora	8,460

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121
Mantenimiento (anual)											
Flujo de caja	-8,460	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121	3,121
<b>RESULTADOS</b>											
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	9,174	US\$									
<b>TIR A 10 AÑOS</b>	35%										
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	2.7	Años									

### Evaluación Económica para la Implementación de un sistema de compensación reactiva en la Planta de UHT

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	5,280
Mantenimiento	
Inversión en proyecto de mejora	10,800

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280
Mantenimiento (anual)											
Flujo de caja	-10,800	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280	5,280
<b>RESULTADOS</b>											
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	19,033	US\$									
<b>TIR A 10 AÑOS</b>	48%										
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	2.0	Años									

### Mejora del contrato tarifario: Reducción del cargo de potencia en horas punta

1.- Datos	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	84,123
Mantenimiento	
Inversión en proyecto de mejora	7,000

	Beneficios Netos Totales					
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
<b>2.- Costos Incrementales</b>						
Ahorros		84,123	84,123	84,123	84,123	84,123
Costos de mantenimiento anual						
Flujo de caja	-7,000	84,123	84,123	84,123	84,123	84,123
<b>RESULTADOS</b>						
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	296,245	US\$				
<b>TIR A 10 AÑOS</b>	1202%					
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	0.1	Años				



**Evaluación Económica para el reemplazo de fluorescentes de 36 W x LED de 18W que operan 12 horas.**

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	3,468
Mantenimiento/repocisión fluorescente	315
Inversión en proyecto de mejora	11,875

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		3,468	3,468	3,468	3,468	3,468	3,468	3,468	3,468	3,468	3,468
Costos de mantenimiento anual		315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
Flujo de caja	-11,875	3,783	3,783	3,783	3,783	3,783	3,783	3,783	3,783	3,783	3,783
<b>RESULTADOS</b>											
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	9,500	US\$									
<b>TIR A 10 AÑOS</b>	29%										
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	3.1	Años									

**Evaluación Económica para el reemplazo de fluorescentes de 18 W x LED de 9 W que operan 12 horas.**

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	215
Mantenimiento/repocisión fluorescente	52
Inversión en proyecto de mejora	885

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		215	215	215	215	215	215	215	215	215	215
Costos de mantenimiento anual		52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Flujo de caja	-885	267	267	267	267	267	267	267	267	267	267
<b>RESULTADOS</b>											
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	624	US\$									
<b>TIR A 10 AÑOS</b>	28%										
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	3.3	Años									

**Evaluación Económica para el reemplazo de lámparas de halogenuros metálicos de 400W por lámparas de inducción de 200W - operan 24 horas/día  
(TIPO HIGH BAY)**

<b>1.- Datos</b>	
Tasa de descuento	12%
Inflación	0%

Ahorro Anual	36,504
Mantenimiento	4,380
Inversión en proyecto de mejora	70,000

	Beneficios Netos Totales										
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>2.- Costos Incrementales</b>											
Ahorros		36,504	36,504	36,504	36,504	36,504	36,504	36,504	36,504	36,504	36,504
Costos de reposición anual		4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380
Flujo de caja	-70,000	40,884	40,884	40,884	40,884	40,884	40,884	40,884	40,884	40,884	40,884
<b>RESULTADOS</b>											
<b>VAN A 10 AÑOS</b>	161,004	US\$									
<b>TIR A 10 AÑOS</b>	58%										
<b>PAYBACK (SIMPLE)</b>	1.7	Años									







## Anexo 2



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**CONSUMO DE GAS NATURAL**

Consumos	Unidad	jul-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16
Volumen condición de lectura	m3	109.359	110.969	110.363	109.598	105.178	103.040	102.414	98.043	99.985	101.108	106.399
Factor Corrección		2,9757	3,0015	2,9901	3,0014	3,0012	2,9944	2,9807	2,9726	2,9896	2,9698	2,9865
Condición Estándar	sm3	325.425	333.072	329.999	328.944	315.478	308.539	305.264	291.445	296.919	299.964	317.758
Poder Calorífico	GJ/sm3	0,03996	0,03991	0,03991	0,03992	0,03992	0,03990	0,0400	0,03995	0,03993	0,03992	0,03989
Energía Facturada	GJ	13.006	13.294	13.171	13.113	12.594	12.312	12.214	11.646	11.858	11.975	12.678
Valor Mínimo Diario	sm3/dia	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125	28.125

**FACTURACIÓN POR CONSUMO DE GAS NATURAL**

Cargo	Unidad	jul-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16
Costo del gas	S/.	130.101	136.139	134.057	134.860	132.990	131.785	119.254	116.017	114.767	112.475	120.099
Transporte	S/.	43.778	45.199	45.628	44.676	454.111	44.321	45.465	45.468	43.945	43.542	55.335
Distribución Otras Redes	S/.	39.532	37.936	38.094	37.970	37.644	38.386	38.345	37.988	39.338	38.015	37.981
Facturación (sin IGTV)	S/.	216.281,54	219.513,90	218.443,29	217.828,17	217.652,29	214.492,44	203.064,14	199.464,13	198.049,26	196.110,14	213.415,27
Costo de Energía (sin IGTV)	S./sm <sup>3</sup>	0,6646	0,6591	0,6620	0,6622	0,6899	0,6952	0,6652	0,6844	0,6670	0,6538	0,6716
	US\$/sm <sup>3</sup>	0,1996	0,1979	0,1988	0,1989	0,2072	0,2088	0,1998	0,2055	0,2003	0,1963	0,2017



### INFORMACIÓN DE GENERACIÓN DE VAPOR (CALDERAS)

Características /Condiciones	Caldera 1	Caldera 2	Caldera 3	Caldera 4
Fabricante	INTESA	INTESA	YORK	INTESA
Modelo	PTH-700	PTH-450	SPHV-300	PT-400 W
Año de fabricación	2009	2003	1991	2000
Potencia nominal (bhp)	700	400	300	350
Tipo de combustible	GN	GN	GN	GN
Presión de operación vapor (bar)	8,3	8,3	8,3	8,3
Temperatura del condensado (°C)	95	95	95	95
Generación promedio de vapor (t/h)	9,5	5,9	4,4	5,2
Programa operación diario (horas/días)	24	24	24	24
Programa operación semanal (días/semana)	7	7	7	7
Programa operación anual (días/año)	360	360	360	360

(\*) 03 calderas operan de forma modulante, según la demanda de vapor, una permanece en stand by.



### ALTERNATIVAS DE COGENERACIÓN ANALIZADAS

Alternativas	Fabricante	Modelo comercial	Potencia unitaria (MW)	Unidades	Potencia del sistema (MW)	Eficiencia eléctrica	C=E/V	REE	Vapor generado (t/h)	Inversión (US\$)
A1	Kawasaki	M1A-17D	1,7	1	1,70	26,8%	0,49	0,68	5,2	2 864 892
A2	OPRA	OP16-3B	1,9	1	1,91	26,9%	0,49	0,68	5,8	3 126 637
A3	Solar	Centaur 40	3,5	1	3,52	27,9%	0,55	0,63	10,2	5 386 323
A4	Rolls-Royce	501-KB5	3,9	1	3,90	29,0%	0,62	0,61	10,7	5 819 397

### ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LAS ALTERNATIVAS DE COGENERACIÓN

Alternativas	Potencia del sistema (MW)	Horas de parada por mantenimiento de grupos (h/año)	Horas de operación al año (h/año)	EE Autogenerada (MWh/año)	Excedente de EE para venta (MWh/año)	Total EE Comprada a la red (MWh)	Vapor generado (t/h)	Déficit de vapor respecto a pico (t/h)	Consumo de GN del en la calderas (sm <sup>3</sup> )	Consumo de GN en generación (m <sup>3</sup> /año)
A1	1,7	540	8220	13974	4880	24	5,21	4,32	80.715	5.096.676
A2	1,9	540	8220	15700	6606	24	5,82	3,71	80.715	5.704.979
A3	3,5	540	8220	28893	19799	24	10,17	0,00	80.715	10.122.646
A4	3,9	540	8220	32033	22939	24	10,67	0,00	80.715	10.797.056



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 1: 01 Turbina de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW (Aparte 1)**

Flujo de caja	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>								
Combustible	US\$	1.016.536	1.058.753	1.105.401	1.124.935	1.135.023	1.157.365	1.171.738
Compra de E. Eléctrica	US\$	789.034	780.067	771.101	762.135	753.169	726.270	717.303
Operación y mantenimiento	US\$	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>1.816.381</b>	<b>1.849.631</b>	<b>1.887.313</b>	<b>1.897.880</b>	<b>1.899.002</b>	<b>1.894.445</b>	<b>1.899.853</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>								
Compra de E. Eléctrica	US\$	2.113	2.089	2.065	2.041	2.017	1.945	1.921
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-257.012	-254.091	-251.171	-248.250	-245.329	-236.568	-233.647
Combustible generación	US\$	913.617	951.560	993.486	1.011.042	1.020.108	1.040.188	1.053.107
Combustible en calderas (pisos y déficit)	US\$	21.783	22.688	23.687	24.106	24.322	24.801	25.109
Operación y mantenimiento	US\$	140.562	140.562	140.562	140.562	140.562	140.562	140.562
Contrato por seguridad de suministro	US\$	67.936	68.036	68.136	68.136	68.236	68.336	68.336
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>889.000</b>	<b>930.844</b>	<b>976.766</b>	<b>997.637</b>	<b>1.009.917</b>	<b>1.039.265</b>	<b>1.055.388</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>								
	US\$	927.381	918.787	910.547	900.244	889.086	855.180	844.465
Depreciación	US\$	-286.489	-286.489	-286.489	-286.489	-286.489	-286.489	-286.489
Intereses	US\$	-275.030	-259.357	-241.804	-222.145	-200.126	-175.466	-147.846
Utilidad antes de impuestos	US\$	365.862	372.941	382.254	391.610	402.470	393.225	410.130
Impuestos (30%)	US\$	-109.759	-111.882	-114.676	-117.483	-120.741	-117.968	-123.039
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>817.622</b>	<b>806.905</b>	<b>795.871</b>	<b>782.761</b>	<b>768.345</b>	<b>737.213</b>	<b>721.426</b>
Principal de la deuda	US\$	-130.603	-146.275	-163.828	-183.488	-205.506	-230.167	-257.787
Pago total de la deuda	US\$	-405.632	-405.632	-405.632	-405.632	-405.632	-405.632	-405.632
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>687.019</b>	<b>660.630</b>	<b>632.043</b>	<b>599.273</b>	<b>562.839</b>	<b>507.046</b>	<b>463.639</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>687.019</b>	<b>1.347.649</b>	<b>1.979.692</b>	<b>2.578.966</b>	<b>3.141.804</b>	<b>3.648.850</b>	<b>4.112.489</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



### FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 1: 01 Turbina de gas Kawasaki M1A-17D de 1,7 MW (Aparte 2)

Flujo de caja	Unidad	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>									
Combustible	US\$	1.187.111	1.216.785	1.216.606	1.216.985	1.223.055	1.220.127	1.220.127	1.220.127
Compra de E. Eléctrica	US\$	699.371	690.404	672.472	672.472	672.472	672.472	672.472	672.472
Operación y mantenimiento	US\$	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>1.897.293</b>	<b>1.918.000</b>	<b>1.899.889</b>	<b>1.900.267</b>	<b>1.906.338</b>	<b>1.903.409</b>	<b>1.903.409</b>	<b>1.903.409</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>									
Compra de E. Eléctrica	US\$	1.873	1.849	1.801	1.801	1.801	1.801	1.801	1.801
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-227.806	-224.885	-219.044	-219.044	-219.044	-219.044	-219.044	-219.044
Combustible generación	US\$	1.066.923	1.093.592	1.093.432	1.093.772	1.099.228	1.096.596	1.096.596	1.096.596
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	25.438	26.074	26.070	26.078	26.208	26.146	26.146	26.146
Operación y mantenimiento	US\$	140.562	140.562	140.562	140.562	140.562	140.562	140.562	140.562
Contrato por seguridad de suministro	US\$	68.437	68.537	68.537	68.637	68.737	68.737	68.737	68.737
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>1.075.427</b>	<b>1.105.729</b>	<b>1.111.358</b>	<b>1.111.806</b>	<b>1.117.493</b>	<b>1.114.798</b>	<b>1.114.798</b>	<b>1.114.798</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>821.866</b>	<b>812.271</b>	<b>788.531</b>	<b>788.461</b>	<b>788.845</b>	<b>788.612</b>	<b>788.612</b>	<b>788.612</b>
Depreciación	US\$	-286.489	-286.489	-286.489	0	0	0	0	0
Intereses	US\$	-116.911	-82.265	-43.461	0	0	0	0	0
Utilidad antes de impuestos	US\$	418.465	443.517	458.581	788.461	788.845	788.612	788.612	788.612
Impuestos (30%)	US\$	-125.540	-133.055	-137.574	-236.538	-236.654	-236.583	-236.583	-236.583
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>696.326</b>	<b>679.216</b>	<b>650.957</b>	<b>551.923</b>	<b>552.192</b>	<b>552.028</b>	<b>552.028</b>	<b>552.028</b>
Principal de la deuda	US\$	-288.721	-323.368	-362.172	0	0	0	0	0
Pago total de la deuda	US\$	-405.632	-405.632	-405.632	0	0	0	0	0
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>407.605</b>	<b>355.848</b>	<b>288.785</b>	<b>551.923</b>	<b>552.192</b>	<b>552.028</b>	<b>552.028</b>	<b>552.028</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>4.520.094</b>	<b>4.875.942</b>	<b>5.164.727</b>	<b>5.716.650</b>	<b>6.268.842</b>	<b>6.820.870</b>	<b>7.372.898</b>	<b>7.924.926</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 2: 01 turbina de gas OPRA OP16-3B de 1,9 MW (Aparte 1)**

Flujo de caja	Unidad	1	2	3	4	5	6	7
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>								
Combustible	US\$	1.016.536	1.058.753	1.105.401	1.124.935	1.135.023	1.157.365	1.171.738
Compra de E. Eléctrica	US\$	789.034	780.067	771.101	762.135	753.169	726.270	717.303
Operación y mantenimiento	US\$	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>1.816.381</b>	<b>1.849.631</b>	<b>1.887.313</b>	<b>1.897.880</b>	<b>1.899.002</b>	<b>1.894.445</b>	<b>1.899.853</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>								
Compra de E. Eléctrica	US\$	2.113	2.089	2.065	2.041	2.017	1.945	1.921
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-347.924	-343.971	-340.017	-336.063	-332.110	-320.249	-316.295
Combustible generación	US\$	1.022.660	1.065.131	1.112.061	1.131.712	1.141.861	1.164.337	1.178.798
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	21.783	22.688	23.687	24.106	24.322	24.801	25.109
Operación y mantenimiento	US\$	154.372	154.372	154.372	154.372	154.372	154.372	154.372
Contrato por seguridad de suministro	US\$	67.936	68.036	68.136	68.136	68.236	68.336	68.336
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>920.940</b>	<b>968.345</b>	<b>1.020.304</b>	<b>1.044.304</b>	<b>1.058.699</b>	<b>1.093.543</b>	<b>1.112.241</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>895.441</b>	<b>881.286</b>	<b>867.009</b>	<b>853.577</b>	<b>840.304</b>	<b>800.902</b>	<b>787.612</b>
Depreciación	US\$	-312.664	-312.664	-312.664	-312.664	-312.664	-312.664	-312.664
Intereses	US\$	-300.157	-283.053	-263.896	-242.441	-218.411	-191.497	-161.353
Utilidad antes de impuestos	US\$	282.620	285.569	290.449	298.472	309.229	296.742	313.595
Impuestos (30%)	US\$	-84.786	-85.671	-87.135	-89.542	-92.769	-89.023	-94.078
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>810.655</b>	<b>795.615</b>	<b>779.874</b>	<b>764.035</b>	<b>747.535</b>	<b>711.880</b>	<b>693.533</b>
Principal de la deuda	US\$	-142.535	-159.639	-178.796	-200.251	-224.282	-251.195	-281.339
Pago total de la deuda	US\$	-442.692	-442.692	-442.692	-442.692	-442.692	-442.692	-442.692
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>668.120</b>	<b>635.976</b>	<b>601.078</b>	<b>563.784</b>	<b>523.253</b>	<b>460.684</b>	<b>412.194</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>668.120</b>	<b>1.304.096</b>	<b>1.905.174</b>	<b>2.468.958</b>	<b>2.992.211</b>	<b>3.452.895</b>	<b>3.865.090</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.



CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA Y DEL AMBIENTE

**FLUJO DE CAJA ALTERNATIVA 2: 01 turbina de gas OPRA OP16-3B de 1,9 MW (Aparte 2)**

Flujo de caja	Unidad	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>SITUACIÓN SIN PROYECTO</b>									
Combustible	US\$	1.187.111	1.216.785	1.216.606	1.216.985	1.223.055	1.220.127	1.220.127	1.220.127
Compra de E. Eléctrica	US\$	699.371	690.404	672.472	672.472	672.472	672.472	672.472	672.472
Operación y mantenimiento	US\$	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811	10.811
<b>TOTAL SIN PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>1.897.293</b>	<b>1.918.000</b>	<b>1.899.889</b>	<b>1.900.267</b>	<b>1.906.338</b>	<b>1.903.409</b>	<b>1.903.409</b>	<b>1.903.409</b>
<b>PLANTA DE COGENERACIÓN</b>									
Compra de E. Eléctrica	US\$	1.873	1.849	1.801	1.801	1.801	1.801	1.801	1.801
Venta de E. Eléctrica al Distribuidor	US\$	-308.387	-304.434	-296.526	-296.526	-296.526	-296.526	-296.526	-296.526
Combustible generación	US\$	1.194.263	1.224.116	1.223.936	1.224.317	1.230.424	1.227.478	1.227.478	1.227.478
Combustible en calderas (piscos y déficit)	US\$	25.438	26.074	26.070	26.078	26.208	26.146	26.146	26.146
Operación y mantenimiento	US\$	154.372	154.372	154.372	154.372	154.372	154.372	154.372	154.372
Contrato por seguridad de suministro	US\$	68.437	68.537	68.537	68.637	68.737	68.737	68.737	68.737
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>US\$</b>	<b>1.135.995</b>	<b>1.170.514</b>	<b>1.178.189</b>	<b>1.178.678</b>	<b>1.185.016</b>	<b>1.182.007</b>	<b>1.182.007</b>	<b>1.182.007</b>
<b>AHORRO CON RESPECTO AL SISTEMA DE REFERENCIA</b>	<b>US\$</b>	<b>761.298</b>	<b>747.487</b>	<b>721.700</b>	<b>721.589</b>	<b>721.322</b>	<b>721.403</b>	<b>721.403</b>	<b>721.403</b>
Depreciación	US\$	-312.664	-312.664	-312.664	0	0	0	0	0
Intereses	US\$	-127.593	-89.781	-47.431	0	0	0	0	0
Utilidad antes de impuestos	US\$	321.041	345.042	361.605	721.589	721.322	721.403	721.403	721.403
Impuestos (30%)	US\$	-96.312	-103.513	-108.481	-216.477	-216.397	-216.421	-216.421	-216.421
<b>Flujo de caja bruto</b>	<b>US\$</b>	<b>664.985</b>	<b>643.974</b>	<b>613.218</b>	<b>505.112</b>	<b>504.926</b>	<b>504.982</b>	<b>504.982</b>	<b>504.982</b>
Principal de la deuda	US\$	-315.100	-352.912	-395.261	0	0	0	0	0
Pago total de la deuda	US\$	-442.692	-442.692	-442.692	0	0	0	0	0
<b>Flujo neto de efectivo</b>	<b>US\$</b>	<b>349.886</b>	<b>291.063</b>	<b>217.957</b>	<b>505.112</b>	<b>504.926</b>	<b>504.982</b>	<b>504.982</b>	<b>504.982</b>
<b>Flujo de Caja Acumulado</b>	<b>US\$</b>	<b>4.214.975</b>	<b>4.506.038</b>	<b>4.723.995</b>	<b>5.229.108</b>	<b>5.734.033</b>	<b>6.239.015</b>	<b>6.743.997</b>	<b>7.248.979</b>

**Nota:** Para el financiamiento, se ha asumido un aporte del 20% del monto de la inversión.