

MODERNIZACION DE INFRAESTRUCTURA DE SERVICIOS, DISYUNTIVA PARA UNA EMPRESA INDUSTRIAL*

(Caso de estudio de finanzas)

CARLOS F. HOYOS
GUSTAVO MEJIA
JULIAN BENAVIDES

Estudiantes del Postgrado de Especialización en Finanzas.
Profesor: Oscar León García

INTRODUCCION

La reunión mensual de la junta directiva de "La Mancha" estaba resultando bastante acalorada, pues la revisión de los costos de producción arrojaba que el 13% de los costos por tonelada producida se causaban por la infraestructura de servicios, incluyendo el consumo de energía eléctrica. Los costos atribuibles a esta infraestructura ya superaban los 25 millones de dólares. Por otra parte, las continuas interrupciones del servicio influían directamente en la producción. Juan Bolaños, gerente de operación, sostenía que una de las causas fundamentales era la pobre infraestructura energética de la compañía, puesto que los estándares industriales más eficientes del sector hablaban de un 8%, como costo energético por tonelada, y una autosuficiencia del 80%. "La Mancha apenas llegaba a una autosuficiencia del 30% en generación. Por otra parte, proseguía el doctor Bolaños, los

costos de operar con carbón estaban implicando el sostenimiento de una planta de personal muy grande, debido al mantenimiento intensivo, los costos de disposición de cenizas y la mala calidad del carbón local. Ante esta situación, Jorge Santamaría, Presidente de la compañía, solicitó se le presentara a la mayor brevedad un estudio de las diferentes alternativas de generación que pudieran mejorar y optimizar los costos actuales, aunque reconocía la dificultad de que la casa matriz autorizara un proyecto de magnitud, debido a la difícil situación económica del país y al fracaso de un proyecto anterior de ampliación de capacidad, que había lesionado la credibilidad de la compañía y de todo el equipo gerencial. Coincidentalmente la causa del fracaso se le atribuía al alto costo energético.

Ver Anexo 1: *Estados Financieros, Análisis de Costos*

* Caso propiedad del ICESI

INFORMACION DE LA EMPRESA

Estructura productiva (consumos de energía y vapor)

Juan Bolaños se encerró en su oficina con su grupo de ingenieros, para revisar y poner a punto los diferentes proyectos que estaban examinando. A la reunión también asistía un asesor, doctor Perry, en proyectos de inversión y generación. El doctor Bolaños realizó la siguiente introducción de la empresa, para conocimiento y ubicación del asesor:

"La Mancha", por todos es sabido, es una compañía industrial. En este momento estamos evaluando diferentes proyectos de inversión para reducir el costo energético y modernizar nuestra infraestructura de servicios (energía eléctrica y vapor). La empresa cuenta con una presencia nacional y está, desde hace más de veinte años, integrada verticalmente, por lo que tenemos intereses tanto en las áreas de insumos como en las de productos terminados de nuestro sector industrial.

Nuestra integración se inicia en el área de insumos pues poseemos extensas unidades de producción que nos garantizan una autosuficiencia del 60%. La empresa tiene operaciones en todo el país, pero la planta más importante y la presidencia de la empresa están en la zona occidental. Aquí fabricamos casi el 80% de nuestro portafolio de productos. Nuestros clientes son otras plantas de la empresa y compañías externas de sectores conexos.

Tradicionalmente nos habíamos desempeñado en un mercado oligopólico, el cual cambió drásticamente a raíz de la apertura. Desde entonces, importaciones masivas y la apertura de numerosas plantas pequeñas con costos fijos inferiores han golpeado fuertemente nuestra solidez, aunque seguimos siendo los más poderosos.

"La Mancha" pertenece a un grupo internacional con intereses en todo el mundo. El grupo es administrado directamente por sus dueños, quienes conservan para sí la toma de decisiones de inversión importantes para todas las empresas del "holding". El fracaso financiero de un proyecto de ampliación en el inicio de la década de los noventa nos ha dificultado, con razón, la aprobación de ensanches o inversiones de capital posteriores. A esta situación se le ha venido a unir la crítica situación socioeconómica del país, que ha frenado la inversión extranjera a todo el aparato productivo de la nación. Enfrentamos pues una crítica situación en cuanto a inversiones de capital y debemos buscar alternativas novedosas y seguras para garantizar nuestra permanencia en el ámbito competitivo regional.

Otro factor perturbador es la unificación de políticas de venta que se está llevando a cabo en la filial latinoamericana del grupo. De no mejorar nuestra infraestructura de costos es muy probable que alguna de nuestras plantas sea cerrada y la producción se importe desde Venezuela o Méjico. Es importante recalcar que en estos dos países el insumo energético y los combustibles son sustancialmente más baratos que en Colombia. Eso sin mencionar que, a pesar de sucesivas crisis, su situación social jamás ha llegado al punto en que nos encontramos ahora.

El mercado poco exigente que caracterizó la etapa de sustitución de importaciones permitió que creyéramos sin que nuestros problemas de infraestructura fueran manifiestos. La situación actual ya no permite tales ineficiencias. "La Mancha", a diferencia de la mayoría de las empresas del ramo, generalmente autosuficientes energéticamente, apenas produce un 30% de la energía que consume. En consecuencia, somos altamente dependientes de la energía

eléctrica externa, que es costosa y poco confiable.

Es apenas natural que en "La Mancha", a través de nuestro análisis interno, hayamos descubierto que uno de nuestros mayores problemas estructurales es el costo de servicios por tonelada producida, que según el análisis que tiene ya en su mano, es el segundo en importancia del costo variable. Por otro lado, nuestra actual operación con base en carbón y crudo es intensiva en mantenimiento y mano de obra. Los costos de disposición de las cenizas son cada vez mayores, lo que se conjuga con la mala calidad de los carbones locales. Creemos que el nuevo gasoducto, de llegar a cristalizarse, puede eventualmente facilitar la operación y abaratar nuestros costos de operación.

Esta región cuenta con una débil infraestructura energética, lo que encarece el costo de energía (peajes y derechos de transmisión) y adicionalmente, al carecer de grandes unidades generadoras, somos muy sensibles a las perturbaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este hecho reviste especial importancia para nosotros ya que estas perturbaciones nos

ocasionan costosos paros de producción, pues nuestro proceso es intensivo en energía.

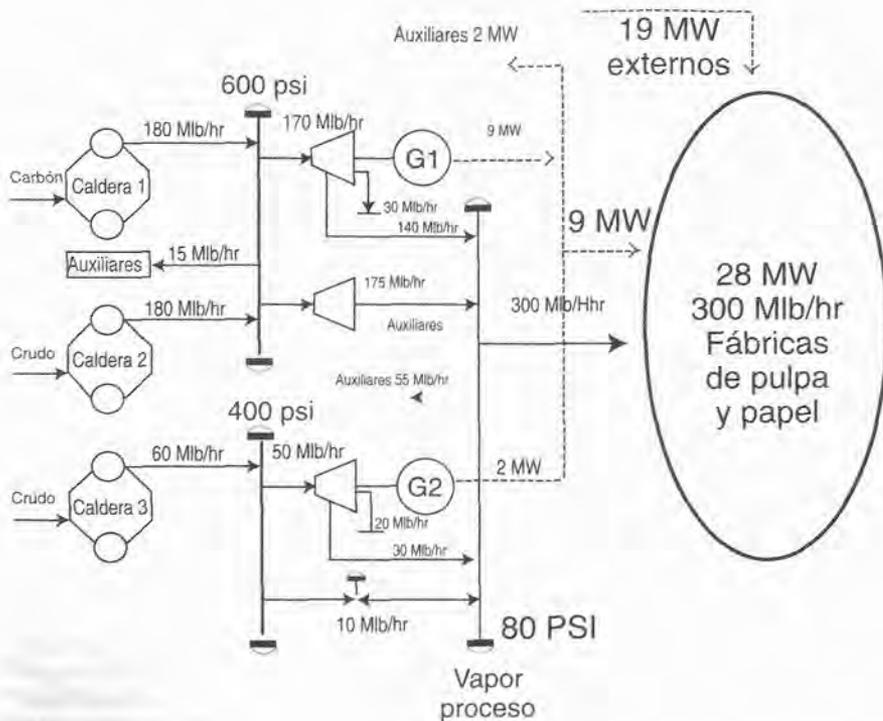
Creemos que la nueva legislación eléctrica (Ver Anexo 6: Marco Legal) significa una oportunidad de negocios para "La Mancha", ya que abrió la puerta para la generación privada de energía. Con este marco legal debemos decidir qué alternativas de generación son más atractivas para reducir nuestro costo energético y modernizar nuestra infraestructura de servicios; y cuál es la estrategia de financiación que más nos conviene.

A continuación le detallo nuestro proceso energético. Operamos con tres calderas, dos con base en el crudo y una con base en el carbón, que producen el vapor para generación de energía eléctrica y para el proceso. También poseemos dos turbogeneradores, ya obsoletos, que generan 11 MW a bajo costo y permiten reutilizar algo de vapor para proceso. La planta consume para su producción alrededor de 28 MW y 300.000 lb/hr de vapor, lo que significa que debemos comprar 19 MW a las empresas públicas.

DESCRIPCION DEL PROCESO ENERGETICO

Calderas Suministro Vapor	Generación de vapor Miles libras/hora (Mlb/hr)	Presión de trabajo Libras/pulgada ² PSI	Costo (Ton) (Gal)	Consumo Combustible Ton/día (carbón) Galón/día (crudo)
Caldera 1	180	600	30.000	250 ton/día
Caldera 2	180	600	320	32.000 gal/día
Caldera 3	60	400	320	15.000 gal/día

Generación Energía	Consumo de vapor Miles libras/hora (Mlb/hr)	Vapor reusable a 80 PSI (Mlb/hr)	Vapor perdido a 0 PSI (Mlb/hr)	Generación Megawatios-hora MW
Generador 1	170	140	30	9
Generador 2	50	30	20	2



PROYECTOS A EVALUAR

Proseguía el doctor Bolaños explicándole a su interlocutor:

Hemos identificado cuatro opciones claras, sobre las cuales debemos tomar una decisión, y en su orden son:

1. Negociación de contratos de compra de energía en el mercado no regulado, aprovechando las nuevas condiciones de negociación del mercado eléctrico para los grandes usuarios, renegociando compras de carbón y mejorando su calidad, sin hacer grandes cambios a la infraestructura actual (Anexo 2).
2. Un proyecto interno que supla las necesidades energéticas, cogenerando energía con una nueva caldera y un turbogenerador (Anexo 3).
3. Outsourcing de vapor y energía, reduciendo al mínimo la actual infraestructura de servicios de vapor y energía (Anexo 4).
4. Participación en un proyecto de generación, comprometiendo contratos de compra y venta de energía, para presentarlo al mercado financiero internacional. Obtendríamos adicionalmente a la participación en el mismo vapor y energía para nuestro proceso (Anexo 5).

ALTERNATIVAS DE FINANCIACION

Las alternativas de financiación que hemos contemplado son:

- Créditos IFI en dólares

Inversión (US\$ millones) Cog/Out	20.5/15.8
% Financiación (US\$ millones)	80
Tipo de financiación	IFI-Dólares
Interés del crédito %	14
Condiciones del crédito	1 año de gracia
Amortización (Años)	5
Tasa representativa	1000

- Crédito ordinario

Inversión (US\$ Millones) Cog/Out	20.5/15.8
% Financiación (US\$ millones)	80
Tipo de financiación	Crédito
Interés del crédito %	13.89
Condiciones del crédito	Sin año de gracia
Amortización (años)	5
Tasa representativa	1000

- Emisión de bonos

Inversión (US\$ millones) Cog/Out	20.5/15.8
% Financiación (US\$ millones)	80
Tipo de financiación	Bonos
Interés del crédito %	11
Condiciones del crédito	Sin año de gracia
Amortización (años)	5
Tasa representativa	1000

- Fiducia con titularización

Se ha explorado la posibilidad de suscribir una fiducia para este proyecto, con lo que no se recargaría, en principio, el endeudamiento de la empresa. La titularización apoyaría el proyecto al emitir bonos con base en los flujos proyectados.

Otros

Leasing internacional	Bancoldex
Crédito en dólares	Flujo de efectivo
Emisión de acciones	Titularización

TOPICOS DE ESTUDIO

Las respuestas que queremos de usted como asesor, obedecen a las siguientes preguntas:

- ¿Cuál sería la matriz FODA de cada alternativa?
- Estratéigicamente, y teniendo en cuenta nuestra situación, el entorno ambiental y los posibles cambios de regulación, ¿qué proyecto recomendaría usted?
- ¿Cuál debe ser la base para evaluar las diferentes alternativas de inversión?
- ¿Cuál es el flujo y la TIR para cada alternativa de inversión viable?
- ¿En cuánto reduciría cada alternativa nuestros costos por tonelada?
- ¿Cuál es la sensibilidad de la inversión a las siguientes variables?
- Inflación
- Devaluación
- Precio del combustible
- Precio de la energía
- ¿Qué alternativa recomendaría?

ANEXO 1

BALANCE GENERAL "LA MANCHA"

(En millones de pesos)

	31 de diciembre	
	1995	1994
ACTIVO		
Activo corriente		
Disponible	2.291	6.986
Inversiones	13.462	1.784
Deudores	42.143	33.092
Inventarios	25.772	19.717
Gastos pagados por anticipado	1.283	1.039
Total activo corriente	84.951	62.618
Inversiones		
Propiedades, planta y equipo	11.588	9.608
Deudores	78.118	71.797
	2.260	2.796
	176.917	146.819
Valorizaciones	296.343	242.649
Total activo	473.260	389.468
Cuentas de orden deudoras	227.112	20.271
PASIVO Y PATRIMONIO		
Pasivo corriente		
Obligaciones financieras	14.959	22.531
Proveedores y cuentas por pagar	11.485	8.189
Costos y gastos por pagar	1.044	1.572
Obligaciones laborales	5.733	4.800
Impuestos, gravámenes y tasas	2.938	2.517
Total pasivo corriente	36.159	39.609
Obligaciones financieras a largo plazo	11.541	14.438
Pensiones de jubilación	14.935	12.388
Impuestos diferidos	1.250	1.661
Intereses	3.561	3.566
Patrimonio		
Capital social	52	49
Prima en colocación de acciones	42.830	32.468
Reservas	22.260	20.792
Revalorización del patrimonio	18.491	14.396
Resultados del ejercicio	25.838	7.452
Superávit por valorizaciones	296.343	242.649
Total patrimonio	405.814	317.806
Total pasivo y patrimonio	473.260	389.468
Cuentas de orden acreedoras	227.112	20.271

ESTADO DE RESULTADOS "LA MANCHA"

(En millones de pesos)

	31 de diciembre	
	1995	1994
Ventas netas	235.746	174.070
Costo de ventas y gastos operacionales		
Costo de ventas	186.008	153.806
Gastos de administración	17.877	13.347
Gastos de ventas	4.607	3.419
	208.492	170.572
Resultado operacional	27.254	3.498
Otros ingresos	5.732	4.489
Resultados antes de impuestos	32.986	7.987
Impuestos de venta y complementarios	7.148	535
Resultados del Ejercicio	25.838	7.452

COSTOS UNITARIOS "LA MANCHA"

Costos de producción por tonelada

Moneda	95	94	93	92	91	90
	US\$	US\$	US\$	Col\$	Col\$	Col\$
Precio de venta	862	672	660	497.1	427	325
Costo variable	406	360	363	238.8	215.5	156.8
Materias primas	182	156	147	95.1	87.3	64.9
Otros	113	94	104	74.9	67.7	47.5
Servicios	111	110	112	68.8	60.5	44.4
Servicios US\$	111	110	112	101.5	95.7	87.6
Costo Fijo	293	247	248	150.9	132.3	128.5
Utilidad	163	65	49	107.4	79.2	39.7

	95	94	93	92	91	90
Producción (MTon)	236	233	210	227	216	208
Costo Servicios (MMUS\$)	26.20	25.63	23.52	23.03	20.68	18.22
T. cambio				678	632	507

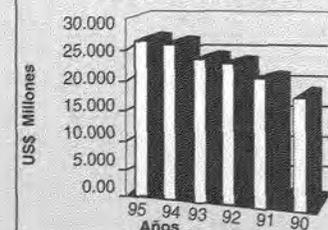
Porcentaje precio venta 1995

	%	%	%	%	%	%
Precio de venta	100	78	77	85	78	74
Costo variable	47	42	42	41	40	36
Materias primas	21	18	17	16	16	15
Otros	13	11	12	13	12	11
Servicios	13	13	13	12	11	10
Costo Fijo	34	29	29	26	24	29
Utilidad	19	8	6	18	15	9
	100	78	77	85	78	74

Porcentaje precio venta año

	100	100	100	100	100	100
Precio de venta	100	100	100	100	100	100
Costo variable	47	54	55	48	50	48
Materias primas	21	23	22	19	20	20
Otros	13	14	16	15	16	15
Servicios	13	16	17	14	14	14
Costo fijo	34	37	38	30	31	40
Utilidad	19	10	7	22	19	12
	100	100	100	100	100	100
% \$Servicios/C.VAR	27	31	31	29	28	28
% \$Servicios/C.TOT	16	18	18	18	17	16

COSTO SERVICIOS



NEGOCIACIÓN DE CONTRATO PARA COMPRA DE ENERGÍA Y MEJORA DE COMBUSTIBLE

La actual infraestructura de servicios implica consumos intensivos de dos tipos de combustible: aceite crudo de petróleo y carbón. Adicionalmente, la baja capacidad de generación de energía hace que éste sea uno de los insumos más importantes y costosos del proceso productivo.

Adicionalmente, existen costos operativos que se detallan a continuación:

Costo de planta de servicios	
	SCOL Millones
Caldera 1 (carbón) 180 MLPH	26
Agua	13
Manejo	13
Carbón/Cenizas	
Caldera 2 (crudo) 180 MLPH	12.75
Agua	12.75
Caldera 3 (Crudo) 60 MLPH	22.25
Agua	4.25
Alquiler	18
Generador 1, 9 MW	128
Mantenimiento	8
Costo vapor	120
Generador 2, 2 MW	76.5
Mantenimiento	1.5
Costo vapor	75
Remuneración	60
Costo fijo	340
Total	665.5

El costo del vapor de los generadores está relacionado con la cantidad de vapor que pierden. El costo de generar una libra de vapor resulta del costo de combustible y operación de todas las calderas, sobre el monto total de vapor generado.

A los anteriores costos se le deben agregar los costos de combustible y de la energía comprada a la red pública. El precio histórico del kilowatio comprado a la empresa de energía ha evolucionado, según se puede observar en la Gráfica 1.

Se espera que la nueva ley eléctrica permita a la empresa una negociación más favorable para los próximos años (Ver Anexo 6: Marco legal).

A través de una inversión de 500 millones de pesos se espera reducir el consumo de carbón en un 10%.

PROYECTO DE COGENERACIÓN INTERNA DE ENERGÍA

Con este proyecto, la empresa busca racionalizar los costos energéticos e incrementar la autosuficiencia energética. En la actualidad, la empresa demanda 28 MW para la producción de 190.000 toneladas de papel. "La Mancha" cogenera 9 MW con dos generadores viejos, comprando el exceso a la empresa municipal, lo que la convierte en altamente dependiente de esta energía, la cual es costosa y poco confiable.

El proyecto plantea reconvertir la planta de servicios de "La Mancha", reemplazando la energía costosa de la red con energía propia. Se requiere una caldera de potencia, para crudo o gas, similar a la actualmente instalada de 220.000 libras y un turbogenerador de 25 megawattios de 900 psi a 80 psi. El vapor generado permite satisfacer la demanda actual para el proceso de pulpa y papel.

Los siguientes son los datos de la infraestructura propuesta:

Calderas suministro Vapor	Generación de vapor Miles libras/hora (Mlb/hr)	Presión de trabajo Libras/Pulgada ² PSI	Costo (Gal)	Consumo Combustible Galón/día (crudo)
Caldera 4	220	900	320	37.938 gal/día
Caldera 2	180	900	320	32.000 gal/día
Caldera 3	60	600	320	15.000 gal/día

Generación Energía	Consumo vapor Miles libras/hora (Mlb/hr)	Vapor reusable a 150 PSI (Mlb/hr)	Vapor perdido a 0 PSI (Mlb/hr)	Generación Megawattios-hora MW
Generador 1	60	0	60	4.4
Generador 3	320	320	0	18.6

Con el proyecto, aproximadamente el 80% de la energía será autogenerada y el faltante será negociado con la empresa municipal.

La nueva estructura permitirá eliminar el consumo de carbón y uno de los generadores, junto con el costo de manejo de materiales y la remoción de cenizas (60.000 ton/año).

Costo detallado del proyecto

Concepto	Valor
Equipo importado	13.5
Fletes e impuestos	1.8
Equipo local	0.3
Obra civil & instalaciones	1.4
Ingeniería y diseño	0.8
Total Gastos	17.8
Incremento capital de trabajo	0.6
Costos de iniciación	0.6
Intereses	1.5
Total Inversión	20.5

Además, la empresa incurrirá en costos de indemnización (0.2 millones) y en la reducción de inventario de partes obsoletas (0.3 millones).

Ver Tabla 1: Proyecto de cogeneración, desembolsos.

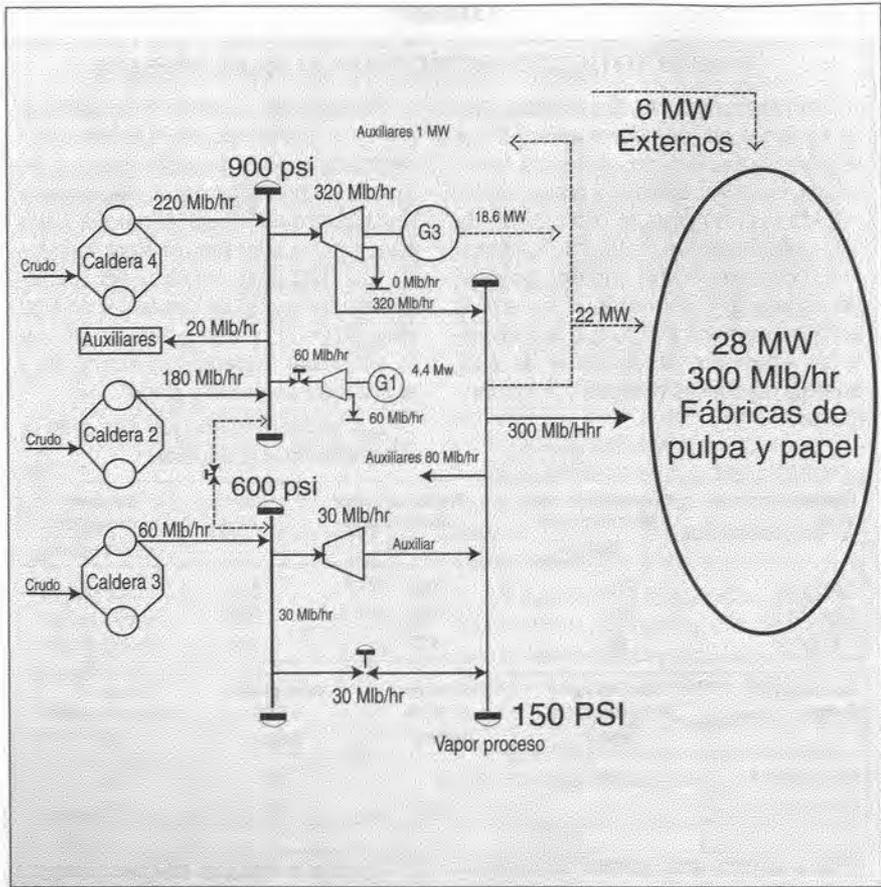


Tabla 1. PROYECTO DE COGENERACIÓN

Desembolsos - US\$Millones

%	Descripción	Total	40% Año 1	60% Año 2	Año 3
13.33	Equipo	\$13.50			
	Fletes e impuestos	\$1.80			
	Equipo local	\$0.30			
	Obra civil	\$1.40			
		\$17.00	\$6.80	\$10.20	
8.82%	Int. capitalizable	\$1.50	\$0.60	\$0.90	
		\$18.50			
	Ingeniería	\$0.80	\$0.32	\$0.48	
	Incremento Kdew	\$0.60			\$0.60
	Arranque	\$0.60			\$0.60
	Total	\$20.50	\$7.72	\$11.58	\$1.20
	Acum.		\$7.72	\$19.30	\$20.50

Parámetros

Impuestos	35%
% préstamo	80%

Otros

Indemnización	\$0.20
Pérdida inventario	\$0.30

PROYECTO DE OUTSOURCING VAPOR Y ENERGIA

Una compañía con vasta experiencia en el desarrollo, operación y mantenimiento de proyectos de generación térmica ha presentado la propuesta de construcción de una planta cogeneradora de energía con una capacidad de 100 MW.

Esta empresa plantea que podría proporcionar energía eléctrica y vapor a "La Mancha", a un costo máximo de US\$0.60/kWh y US\$2.5/mil libras hora, respectivamente.

Para esta propuesta, la empresa "Cheap Light", un IPP (Independent Power Producer) analizó cuatro configuraciones diferentes para la planta cogeneradora, que podría utilizar uno de los tres combustibles diferentes.

Configuraciones de la planta:

1. Turbina de ciclo simple
2. Turbina de ciclo combinado
3. Caldera quemado carbón
4. Caldera quemado bagazo

Combustibles disponibles:

1. Gas natural
2. Carbón
3. Bagazo

La mejor opción deberá tener en cuenta el costo de combustible, costo de capital y eficiencia de la planta. Por ejemplo, una planta cogeneradora de gas puede ser capaz de proporcionar electricidad y vapor a un costo menor que una planta de carbón o de bagazo, gracias a su menor costo de capital y mayor eficiencia (mejor uso de la energía del combustible), sin embargo, el costo del gas es incierto y puede afectar grandemente la rentabilidad del proyecto.

Turbina de combustión de ciclo simple

Costo de capital: entre US\$300 y US\$400 por kilovatio instalado, dependiendo de los requerimientos del sitio de la planta. Una planta con turbina de combustión de ciclo simple consta de los siguientes componentes principales:

Unidad compacta turbina de combustión-generador de 80 MW a 120 MW

Recuperador de calor de baja presión.

Los precios de venta serían los siguientes:

29 MW a "La Mancha"
US\$0.042/kWh

300 kph de vapor a "La Mancha"
US\$2.50/kph

Electricidad a otras plantas industriales o la red
US\$0.045/kWh

Es el diseño más sencillo, y tiene el tiempo de construcción más corto. Dependiendo de la disponibilidad de los equipos, se estima que una planta de ciclo simple podría estar en línea y en operación para enero de 1998.

Turbina de combustión de ciclo combinado

Costo de capital estimado: entre US\$500 y US\$600 por kilovatio instalado. En este caso, el capital adicional es empleado para incrementar la eficiencia de la planta hasta 37% contra 32% para una turbina de combustión de ciclo simple. Una planta con turbina de combustión de ciclo combinado

consta de los siguientes componentes principales:

Unidad compacta turbina de combustión-generador de 80 MW.

Unidad turbina de vapor-generador de 20 MW, sin condensación y extracción de vapor a 175 psig.

Recuperador de calor de alta presión.

Los precios de venta serían los siguientes:

35 MW a "La Mancha"
US\$0.045/kWh

300 kph de vapor a "La Mancha"
US\$2.50/kph

Electricidad a otras plantas industriales o la red
US\$0.045/kWh

Entrada en operación: Diciembre de 1997.

Esta fecha es basada en un período de desarrollo de diez meses (un mes para optimización del proyecto, tres meses para contratos, seis meses para financiación y permisos) con un período de construcción de catorce meses (desde el cierre financiero).

Caldera quemando carbón

Dos alternativas de combustible sólido fueron evaluadas para esta propuesta. Ambas utilizan esencialmente la misma tecnología, pero con diferentes combustibles locales, carbón o bagazo. Una planta de carbón puede proporcionar electricidad y vapor a bajo costo, a través de la utilización eficiente de un combustible de bajo costo como el carbón, el cual tiene un precio que es aproximadamente la mitad del valor del gas natural.

El costo del capital estimado para una planta de carbón está entre US\$1.000 y US\$1.300 por kilovatio

instalado. El costo de capital está determinado principalmente por el precio del combustible y las necesidades ambientales (Anexo 7: Permisos ambientales). El incremento en el precio de la tecnología para manejo del carbón requiere el uso de un ciclo de mayor eficiencia, lo cual adiciona otros costos. El cumplimiento de leyes ambientales impuestas por el gobierno también incrementa el costo de capital, ya que los diseños requieren la utilización de equipo especializado.

Los principales equipos incluidos en una planta de carbón son los siguientes:

- Unidad turbina de vapor-generador, con condensación y extracción de vapor a 175 psig.
- Caldera de doble presión.
- Sistema de manejo y almacenamiento de carbón.
- Auxiliares.

Una planta de carbón de 100 MW tendría los siguientes precios de venta:

35 MW a "La Mancha"
US\$0.060/kWh

300 kph de vapor a "La Mancha"
US\$2.50/kph

Electricidad a otras plantas industriales o a la red
US\$0.060/kWh

La fecha para operación comercial es diciembre de 1998, la cual se basa en un período de desarrollo de diez meses (un mes para optimización del proyecto, tres para contratos, seis para financiación y permisos) con un período de construcción de veinte meses (desde el cierre financiero).

Caldera quemando bagazo

En esta alternativa, el costo de capital y la eficiencia están determinados por el manejo del combustible; se

necesita mayor cantidad de equipo, consecuentemente habrá mayores pérdidas en carga auxiliar. Para una planta de bagazo de 100 MW, "Cheap Light" estima un consumo diario de combustible de 4.300 toneladas (a un factor de capacidad de 90%). El costo de capital estimado para esta planta está entre US\$1.400 y US\$1.800 por kilovatio instalado, con los siguientes equipos principales:

- Unidad turbina de vapor-generador, con condensación y extracción de vapor a 175 psig.
- Caldera de doble presión.
- Sistema de manejo y almacenamiento de bagazo.
- Auxiliares.

Los precios de venta serían los siguientes:

- 35 MW a "La Mancha" US\$0.055/kWh
- 300 kph de vapor a "La Mancha" US\$2.50/kph
- Electricidad a otras plantas industriales o a la red US\$0.055/kWh

Actualmente, "Cheap Light" estima que la fecha para operación comercial de una planta de bagazo es diciembre de 1999. Esta fecha se basa en un período de desarrollo de diez meses (un mes para optimización del proyecto, tres para contratos, seis para financiación y permisos).

Resumen de alternativas de cogeneración

Combustible	Tecnología	Comportamiento	Precio de electricidad
Gas natural	Ciclo simple	10.500 BTU/KWh	4.5 c/kWh
\$2.25-\$2.75 M/Btu	\$300-\$400/Kw	32% eficiencia	
Gas natural	Ciclo combinado	4.5 c/kWh	
\$2.25-\$2.75 M/Btu	\$500-\$600/Kw	9.250 Btu/kWh	
		37% eficiencia	
Carbón	CFB/Turbina de V.	12.500 Btu/kWh	6.0 c/kWh
\$1.40-\$1.70 M/Btu	\$1.100-\$1.300/Kw	27% eficiencia	
Bagazo	CFB/Turbina de V.	6.400 Btu/kWh	5.5 c/kWh
\$0.25-\$0.50 M/But	\$1.500-\$1.800/kW	21% eficiencia	

Consideraciones del proyecto

La meta es desarrollar, diseñar y operar una planta cogeneradora rentable, que suministre electricidad y vapor a bajo costo y en forma confiable.

"Cheap Light" se encargará de lo siguiente:

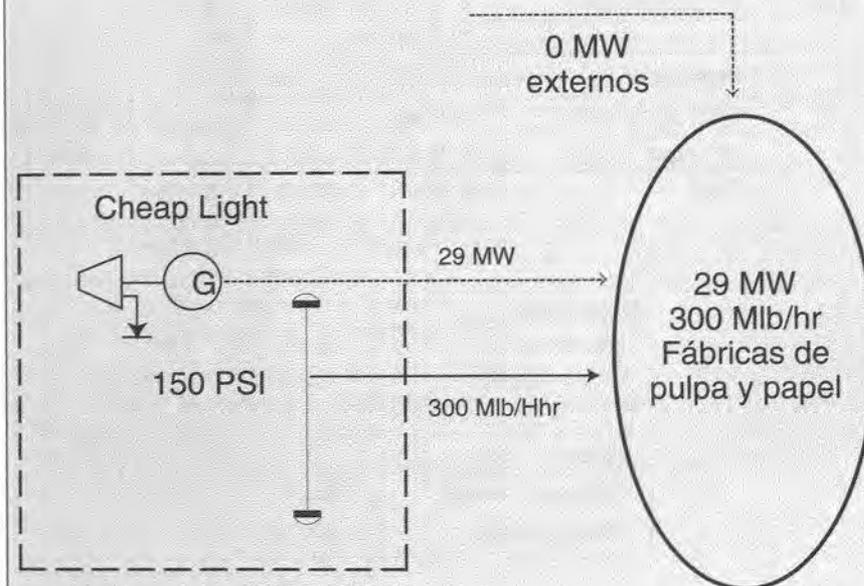
- Definición de la alternativa óptima (equipo, combustible, tamaño).
- Contacto con proveedores de equipos y de insumos.
- Negociación de un paquete completo de contrato para el proyecto (ingeniería, construcción, suministro y transporte de combustible,

interconexión y transmisión, ventas de potencia, ventas de vapor, operación y mantenimiento y participación de activos), incluyendo todos los permisos gubernamentales y autorizaciones.

- Financiación del proyecto
- Suministro de fondos para todos los gastos de desarrollo.
- Suministro de fondos para todos los gastos de capital requeridos.

El proyecto plantea reemplazar toda la generación propia de vapor y energía. El adecuamiento de la infraestructura interna de "La Mancha" requiere inversiones por US\$ 4 millones y un incremento en el consumo de energía de 1 Megawatio, con lo que el total comprado sube a 29 MW.

Desaparecen todos los otros costos de operación de la infraestructura de servicios.



PROYECTO DE OUTSOURCING

Desembolsos - US\$millones

%	Descripción	Total	10%		90%	
			Año 1	Año 2	Año 3	
13.30	Equipo	\$10.00				
	Fletes e impuestos	\$ 1.33				
	Equipo local	\$ 1.00				
	O. Civil & Inst.	\$ 0.80				
	Subtotal	\$13.13	\$1.31	\$11.82		
11.50	Int. capitalizable	\$ 1.51	\$0.15	\$ 1.36		
		\$14.64				
	Ingeniería	\$ 0.40	\$0.04	\$ 0.36		
	Incremento Kdew	\$ 0.40				\$0.60
	Arranque	\$ 0.40				\$0.60
	Total	\$15.84	\$1.50	\$13.54	\$1.20	
	Acum.		\$1.50	\$15.04	\$16.24	

Parámetros

Impuestos	35%
% financiación	80%

Otros

Reducción Invent.	\$0.70
Indemnización	\$0.40

PROYECTO TERMOFLOR

El proyecto Termoflor consiste en la cogeneración de una planta de energía que genera 248 MW, la cual estará ubicada en la zona, sus dos principales propósitos son:

1. Proveer suficiente energía a la red para las bases de despacho.
2. Proveer calor y energía a la industria local que lo requiere.

Un total de 140 MW de la capacidad de generación de esta planta será vendido a la Empresa Eléctrica Local mediante bases de despacho. Los períodos de despacho ocurrirán primordialmente durante las estaciones de verano en la cual el hidrogenerador estará en un nivel más bajo de lo normal. Dadas estas condiciones, es previsible que la planta despachara por un total de 5.200 horas por año a un factor de capacidad.

Termoflor venderá aproximadamente 29 MW de energía eléctrica y 300.000 libras por hora de vapor de baja presión, el cual puede ser utiliza-

do en la producción de pulpa y de papel (Ver outsourcing).

El período de este proyecto de contratación, construcción, montaje y pruebas se estima que durará dos años, el proyecto requiere como requisito cuarenta y cinco millones de pies cúbicos de gas natural y adicionalmente puede consumir ACPM pero producirá una menor cantidad. Es importante para este proyecto que el departamento del Valle del Cauca solucione su problema de suministro de combustible, mediante la construcción del poliducto Bahía Málaga-Cali, así como el gasoducto que viene desde Mariquita.

El costo total del proyecto tiene un valor de 200 millones de dólares, de los cuales 50 MM serán aportados por el consorcio, de éstos, ocho millones serán aportados por la compañía "La Mancha", el resto será conseguido mediante créditos y una emisión de bonos que estarán respaldados por los contratos de venta de energía.

MARCO LEGAL

1. Generalidades

1.1. La Constitución

La Constitución de 1991 definió como uno de sus principios que el servicio de energía es una responsabilidad del Estado y que su prestación puede ser desarrollada por el mismo Estado, los particulares o las comunidades organizadas.

Esta autorización de prestación está plasmada en los artículos:

- Los particulares pueden prestar el servicio (Art. 365)
- Habrá libertad económica y libre competencia (Art. 33).

1.2. El Decreto 700

Se expidió a raíz del racionamiento; abrió el camino para la participación privada en la generación eléctrica.

- Permitted celebrar contratos de largo plazo, para compra y venta de energía (PPA'S), mediante financiación de proyectos con esquemas BOO (Built, Operated and Owned) y BOOT (Built, Operated, Owned and Transferred).

- Fue ratificado por la Ley Eléctrica y de Servicios Públicos y reglamentación posterior.

1.3. Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica)

Establece el régimen para las actividades de generación, interconexión, transmisión y distribución y comercialización de electricidad.

- Corresponde al Estado, entre otras, promover la libre competencia en las actividades del sector.
- En estas actividades podrán participar agentes económicos públicos, privados o mixtos, en un contexto

de libre competencia (art. 7). Define los Usuarios No Regulados cuyas compras se realizan a precios acordados libremente (art. 11).

- La construcción de plantas generadoras, y su conexión a la red, está permitida a todos los agentes económicos (art. 24).
- Establece libre acceso a la red, previo el cumplimiento de las normas y pago de las retribuciones (art. 30).

1.4. Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos)

- Permite la prestación de los servicios públicos por inversionistas privados.
- Crea las Empresas de Servicios Públicos.
- Los productores de servicios marginales o para uso particular no están obligados a organizarse como Empresas de Servicios Públicos (art. 16).

2. El mercado mayorista

El mercado mayorista inició con la apertura de la Bolsa de Energía (20 de julio de 1995).

2.1. Agentes del mercado mayorista

- Generadores.
- Sistema de transmisión nacional: Todos los agentes tienen libre acceso.
- Comercializadores: Representan la demanda de los usuarios.
- Grandes consumidores o usuarios no regulados: Si su demanda es mayor que 2MW (>1MW enero de 1997), se consideran grandes con-

sumidores y pueden acordar las tarifas libremente, conformar una comercializadora y participar directamente en la Bolsa.

2.2. Definiciones y reglamentación

- Bolsa de energía: A partir de ofertas de precio y disponibilidad, establece el programa de generación y el precio de bolsa.
- Despacho: Se determina con base en los precios de oferta, ordenados de menor a mayor, hasta atender la demanda.
- Precio de bolsa: Corresponde al precio de oferta de la planta más cara despachada.
- Los generadores con capacidad > 20 MW están obligados a participar en la bolsa.

3. Reglamentación para cogeneradores, autogeneradores y plantas menores (en proyecto)

3.1. Cogeneradores

- No hay límite de capacidad.
- Debe realizar contratos de respaldo.

3.1.2. Condiciones para la venta de excedentes

- 3.1.2.1. Energía excedentaria con garantía de potencia
 - Declara su sistema como inflexible (por razones del proceso) y vende a la bolsa a precio de bolsa.
 - Vender a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, a precio de bolsa.
 - A la misma comercializadora participando en la convocatoria.
 - A usuarios no regulados y comercializadores o generadores que

atienden exclusivamente mercado no regulado; los precios son pactados libremente.

3.1.2.2. Energía excedentaria sin garantía de potencia

- Declara su sistema como inflexible y vende a la bolsa a precio de bolsa, descontando el cargo por capacidad.
- A usuarios no regulados y comercializadores o generadores que atiendan exclusivamente mercado no regulado, a precios pactados libremente.

3.1.2.3. Cargos por uso de la red nacional

- Si vende energía excedentaria con garantía de potencia, paga cargos al sistema interconectado nacional con base en la potencia asociada a la energía comercializada.

3.2. Autogeneradores

- Producen energía exclusivamente para atender sus propias necesidades y usan la red pública sólo para obtener respaldo.
- No puede vender energía a terceros.

3.3. Plantas menores de 20 MW

3.3.1 Plantas menores de 10 MW

- No tienen acceso al despacho central.
- La energía se puede comercializar así:
 - a) A una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, a precio de bolsa.
 - b) A la misma comercializadora, pero participando en la convocatoria.
 - c) A usuarios no regulados y comercializadores o generadores que

res que atiendan a usuarios no regulados a precios pactados libremente.

3.3.2. Plantas menores, entre 10 y 20 MW

- Pueden optar por el despacho central.
- La energía la pueden comercializar igual al interior.
- El generador que no participe en el mercado mayorista y que tenga contratos con usuarios no regulados, debe contratar respaldo.

4. Asociación entre empresa de servicio público y el generador privado

- En el futuro, el interés es no tanto ofrecer PPAS como buscar nuevos esquemas para el desarrollo de proyectos entre empresas estatales y cogeneradores privados.
- El gobierno y las compañías generadoras no están interesados en ofrecer PPAS.
- A medida que las reglas del juego sean más claras, el privado podrá asumir más riesgos como el mercado, por ejemplo.
- Las compañías generadoras pueden asociarse con los ingenios para comercializar energía (en bolsa o contratos), compartiendo los riesgos, aminorándolos mediante el respaldo y la confiabilidad de su red y experiencia.
- También, participando en proyectos con esquemas de riesgo compartido a largo plazo.

BOLSA DE ENERGIA

La Bolsa de Energía es una figura comercial para recibir ofertas y demandas del mercado eléctrico y que permite la compra y venta de energía a precios de mercado. El transporte de

energía está garantizado a través de las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) posibilitando así las transacciones entre los agentes participantes en el mercado.

La bolsa tiene como objetivo operar el mercado eléctrico nacional mediante un libre esquema de oferta y demanda, lo cual se traduce en una mayor economía en los costos de operación SIN para beneficio directo de generadores, comercializadores y usuarios industriales e indirectamente a usuarios finales. Para lograrlo, coordina el despacho de los recursos de generación de acuerdo con las ofertas más económicas en libre competencia entre los distintos agentes.

La bolsa es administrada por el Centro Nacional de Despacho (CND), de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., ente encargado también de la planeación indicativa y coordinación de la operación del sistema interconectado nacional. La operación de la bolsa está respaldada por la preparación del CND, la especialización de sus profesionales y una completa infraestructura tecnológica de sistemas informáticos y de telecomunicaciones, en coordinación con los centros regionales de despacho y empresas del SIN, para garantizar la adecuada utilización de los recursos energéticos y eléctricos.

Además, el CND se encarga del planteamiento operativo indicativo, el cual sirve de referencia a los agentes generadores y comercializadores del SIN y a posibles inversionistas, para la elaboración de contratos de compra y venta de energía a largo plazo y para sus ofertas en la bolsa.

Para representar a los industriales en la bolsa se han conformado entidades asesoras que cuentan con un equipo especializado de personas que por su conocimiento e información logran

obtener una acertada alternativa en el mercado energético.

Hoy en día, los industriales que tienen un consumo de energía superior a los 2 MW (1 MW para enero de 1997), pueden acudir al mercado libre para conseguir la mejor alternativa económica. Es allí donde surge la figura del comercializador, en el cual las entidades asesoras desempeñan un papel fundamental representando a los industriales ante los diferentes agentes que participan en el mercado de la energía para asistirlos en la negociación y así alcanzar los beneficios esperados.

El comercializador es la entidad que labora al interior de la Bolsa de Energía y quien conoce todas las leyes y reglamentaciones de ésta, para ofrecer un servicio a la empresa privada. Las modalidades para la adquisición

pueden ejecutarse en un contrato a largo plazo, mediante el cual las dos partes conciertan un precio para la compra y venta de energía, por una parte, y la otra, a corto plazo a través de la Bolsa de Energía en un sistema de compra de energía día a día.

Las entidades asesoras, además de la asistencia de la compra de energía, trabajan en la presentación de ofertas ante las empresas generadoras de energía, haciendo un paquete de largo plazo a nombre de la entidad con la cual se negocia ofreciendo el producto al cliente con una asistencia en la optimización del recibo, administración de contratos y facturación y manejo de las relaciones con las electrificadoras locales. El Estado exigió la separación de transmisión, generación, distribución y comercialización para el campo eléctrico.

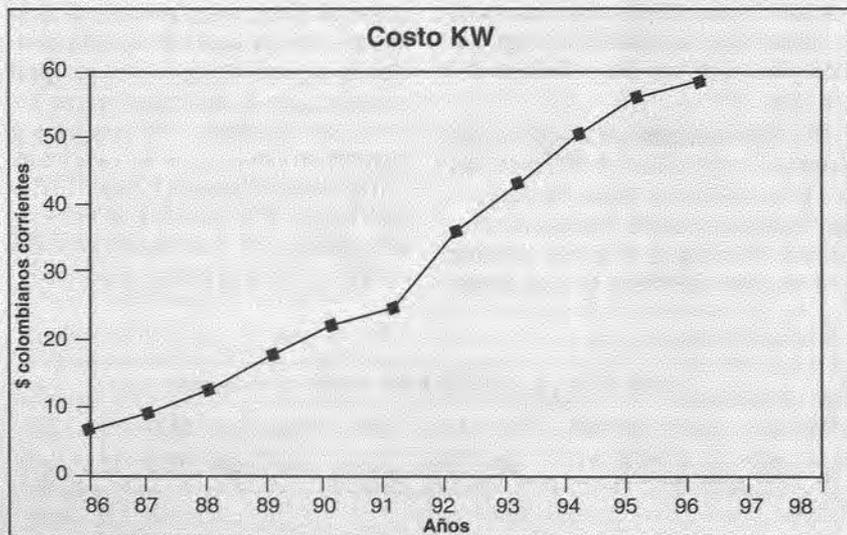
Evolución de precios kWh Bolsa de Energía

J95	A95	S95	O95	N95	D95	E96	F96	M96	A96	M96	J96	J96
14.1	20.7	25.1	23.5	37.7	84	35.7	21.2	16.9	16.9	15.9	15.8	15.6

COSTO HISTORICO KW

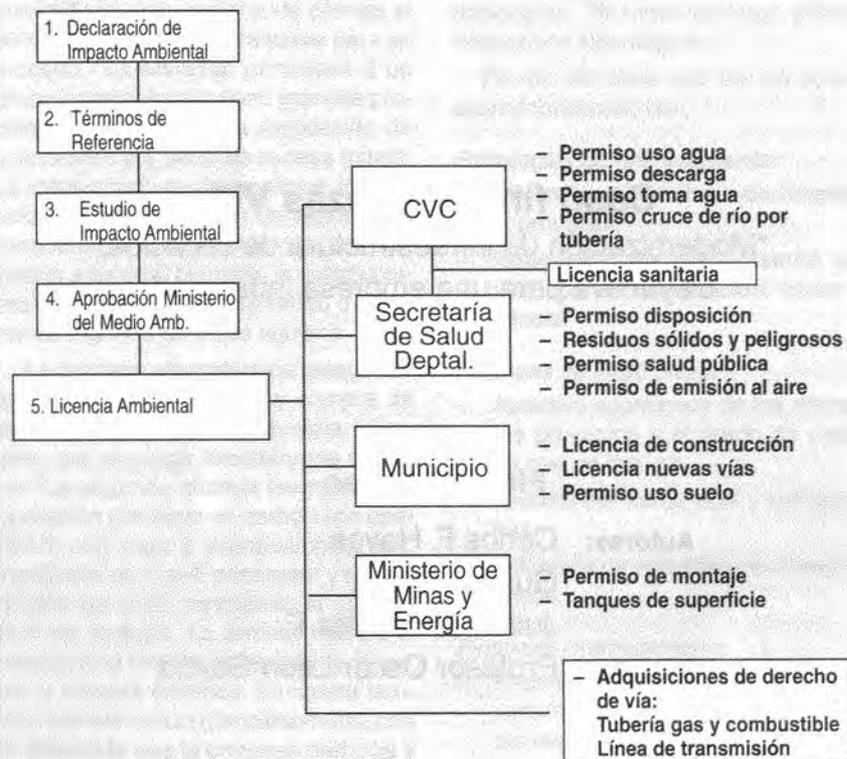
Año	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98
\$/KW	7.44	10	13	18.2	22.5	25.1	36	43.4	50.5	56	58.3		

Gráfica 1



PERMISOS AMBIENTALES

El montaje de una planta de generación eléctrica requiere diferentes permisos que son tramitados ante diversas entidades y obedecen a la nueva legislación del Ministerio del Medio Ambiente.



Caso final Finanzas VIII

“Modernización de infraestructura de servicios,
disyuntiva para una empresa industrial”

Ficha del caso

Autores: Carlos F. Hoyos
Gustavo Mejía
Julián Benavides F.
Director: Profesor Oscar León García

Santiago de Cali, 15 de enero de 1997

RESUMEN

Una empresa, “La Mancha”, encuentra que es imperativo para garantizar su viabilidad operativa y competitividad, modernizar su infraestructura de servicios. Dentro de esta infraestructura los costos y calidad del servicio energético tienen gran importancia, puesto que la empresa, a diferencia de la mayoría de las de su tipo, no es autosuficiente energéticamente, generando apenas el 30% de la energía que requiere para su proceso. “La Mancha” pertenece a un grupo internacional y tiene grandes problemas para obtener la aprobación de inversiones por parte de la casa matriz. La infraestructura de servicios incluye calderas de generación de vapor y generadores de energía eléctrica. Los proyectos a evaluar plantean la reestructuración completa, reemplazando o eliminando algunos de estos equipos.

La primera alternativa es renegociar los contratos de energía y compra de carbón, realizando una mínima inversión, que se carga directamente a gastos. La segunda plantea reemplazar la operación con base en carbón con operación con crudo y eventualmente gas, instalando un nuevo generador y sacando otro de línea, ampliando la generación de energía. La tercera implica el outsourcing total de los servicios de vapor y energía eléctrica. La cuarta también los reemplaza completamente, con la diferencia que la empresa participa y adicionalmente es un proyecto de mayor magnitud.

Se deben analizar las diferentes alternativas estratégica, operativa y financieramente. El entorno está dado por la nueva Ley Eléctrica y las regulaciones ambientales.

MATERIAS DE APLICACION

Es un caso donde el estudiante debe profundizar y analizar la influencia que la estructura productiva propia de la

empresa, la legislación y el entorno macroeconómico tienen sobre el atractivo de diferentes proyectos. Finalmente, el estudiante debe conocer y evaluar las diferentes opciones de financiamiento para proyectos de inversión de mediano tamaño.

Es un caso que se considera puede ser estudiado en los cursos de: Estrategias de financiamiento, Finanzas internacionales, Finanzas de largo plazo y Planeación Estratégica.

Dentro de cada uno de los cursos estaría localizado así:

Estrategias de financiamiento:

- Diferentes alternativas de financiar el proyecto.
- Aplicación de mecanismos novedosos de financiación, como la fiducia.

Finanzas de largo plazo:

- Atractivo económico de los diferentes proyectos y el grado de riesgo en que se incurre.
- Análisis del marco legal y sus opciones.
- Influencia de variables macroeconómicas.

Finanzas internacionales:

- Presentación del proyecto a los inversionistas internacionales y condiciones de financiación internacional.

Planeación Estratégica:

- Matriz DOFA energética de la empresa, estrategias.

RECOMENDACIONES PARA EL PROFESOR

Propósito pedagógico

El propósito pedagógico es capacitar al estudiante en la evaluación de alternativas y toma de decisiones bajo incertidumbre, con diferentes herramien-

tas como TIR, flujo de proyecto, flujo del inversionista y tasas de interés.

Del proyecto, los estudiantes podrían aprender:

- La importancia que tiene la infraestructura de servicios sobre la rentabilidad de una empresa.
- A evaluar los costos financieros de diversas alternativas de inversión, teniendo en cuenta escenarios, proyecciones y simulaciones diferentes.
- Tener en cuenta el entorno, ambiente macroeconómico, legislación y opciones de financiación y utilizarlos para generar alternativas atractivas de inversión.
- El manejo del riesgo ante variables como la inflación, la devaluación, costos de insumos, etc.

Proceso de discusión

- Entorno macroeconómico
Cómo afecta el proyecto
- Marco legal vigente
Posibilidades de nuevos negocios y sus riesgos
- Proyectos vs. Estructuras operativas vs. Riesgo
Ventajas y desventajas de cada alternativa
- Mercados financieros internacionales
Venta del proyecto
Fiducia
- Diferentes estructuras de financiamiento.

Preguntas principales

1. ¿El marco legal introduce incertidumbre en la toma de decisiones?
2. ¿Por qué no negociar en la Bolsa Eléctrica?
3. ¿Qué pasaría si suben los impuestos a la autogeneración?

4. ¿Qué alternativas serán más acordes con la actual estructura operativa de la compañía?
5. ¿Es la devaluación o la revaluación un factor determinante (velocidad flujo del proyecto) que pasa con la inflación?
6. ¿Qué ventajas tributarias podrían tener las diferentes alternativas, tanto operativas como financieras?
7. ¿Cómo influye la actual coyuntura socioeconómica colombiana en la viabilidad de proyectos de inversión?
8. Con base en la información financiera y operativa de la empresa, ¿qué opciones de financiamiento recomendaría?
9. ¿Qué tan sensibles son los diferentes proyectos a variaciones en el precio del combustible?

Posibles respuestas

1. Es muy posible, puesto que ni el legislativo ni el ejecutivo han sido coherentes con el espíritu que originó la ley.
2. Es factible negociar en la Bolsa Eléctrica, siempre y cuando los contratos y proyectos hayan sido negociados inteligentemente (cobertura de riesgo contra sequías controladas) y estén en firme.
3. La viabilidad del proyecto podría perderse si se incrementa la sobretasa existente, que en la actualidad es de un 20%, la sobretasa se puede disminuir después del año 2000 ya que se acaban los subsidios de los estratos 1, 2 y 3, lo cual originaría una revaluación del proyecto y su flujo de caja.
4. Aquellas alternativas que provean el mejor balance energético teniendo en cuenta no sólo el costo de la energía eléctrica sino otros insumos como vapor. Entregar la mayor par-

te de la infraestructura de servicios puede ser una decisión riesgosa, si no se evalúa bien la capacidad de gestión de la compañía que adelante el proyecto.

5. La devaluación puede afectar el proyecto, en caso de que la consecución de los recursos sea en moneda extranjera, por lo que se incurriría en un riesgo cambiario en el momento de pagar los intereses o el capital. La aceleración de la devaluación puede cambiar completamente la estrategia de financiamiento. La inflación introduce, por otra parte, un riesgo adicional al negocio, puesto que puede compensar el efecto de la devaluación o amplificarlo.
6. El ubicar el proyecto en zona franca genera ahorros tributarios, lo mismo que la importación de equipos a través del Plan Vallejo. Sin embargo, la alternativa no es viable dada la necesidad simultánea de vapor, el cual no puede ser transportado por largas distancias.

7. La calificación de riesgo del país impone una prima adicional sobre el proyecto, por lo que se requieren altas tasas de retorno, superiores a otros países.
8. Lo más lógico es un crédito IFI, sin embargo, no se debe olvidar la restricción a inversiones de capital impuestas por la casa matriz. Es conveniente explorar la alternativa de una fiducia con titularización, pues al constituirse un patrimonio autónomo la empresa no accede al financiamiento sino que lo hace la fiducia, con base en los flujos garantizados para la misma. La empresa sólo compra el servicio.
9. Es la variable más importante, junto con las variables macroeconómicas. Puede volver el proyecto atractivo o hacerle perder por completo la rentabilidad. El gas es un buen ejemplo, debido a la incertidumbre generada por los impuestos con los que puede ser gravado.