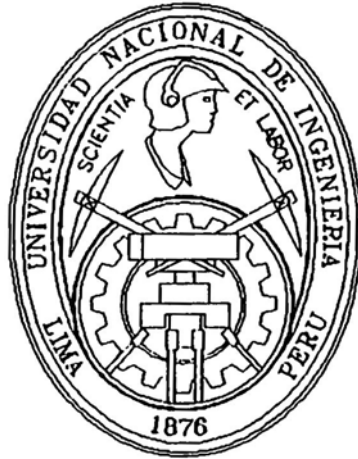


Universidad Nacional de Ingeniería
FACULTAD DE INGENIERIA INDUSTRIAL Y DE SISTEMAS



Diagnóstico Integral de una Empresa de Distribución de Energía Eléctrica

INFORME DE INGENIERIA

Para optar el Título Profesional de :
INGENIERO INDUSTRIAL

VICTOR HUGO BOLAÑOS BASTIAND

Lima - Perú
1996

DEDICATORIA

Dedicado a la memoria de mi Padre : **Demetrio Bolaños Vergaray**

Y a mi Madre

Aurora Vda. de Bolaños Bastiand

AGRADECIMIENTO

Mis agradecimientos por su colaboración y aliento a los Ings:

Roger Ruiz Castillo

Alberto Caballero

Carlos Carranza

DESCRIPTORES TEMÁTICOS

- 1.- DIAGNÓSTICO
- 2.- ANÁLISIS ENTORNO
- 3.- PLAN ESTRATÉGICO
- 4.- CADENA DE VALOR
- 5.- VIABILIDAD
- 6.- VIRAJE
- 7.- DESARROLLO OPCIONES

INDICE

	PAG.
1.- INTRODUCCIÓN	1
2.- ALCANCES	4
3.- MISION Y OBJETIVOS	5
4.- IMPORTANCIA	6
5.- HIDRANDINA S. A.	7
5.1 PRESENTACION DE LA EMPRESA Y RESEÑA HISTÓRICA	7
5.2 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL Y ASPECTOS COMER.	9
5.3 SITUACION ACTUAL	16
5.4 DEFINIENDO VIABILIDAD	19
5.4.1 CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA	20
5.4.2 GESTION	20
5.4.3 CAPACIDAD DE FINANCIAMIENTO	20
5.4.4 RENTABILIDAD	20
6.- MARCO CONCEPTUAL	21
6.1 METODOLOGÍA	21
6.2 MARCO TEÓRICO	22
6.2.1 ANÁLISIS ESTRUCTURAL DEL SECTOR	22
6.2.2 CADENA DE VALOR	23
6.2.3 SELECCIÓN Y ELECCION DE ESTRATEGIAS	24
6.2.4 SISTEMA DE CREACIÓN DE VALOR	25

7.- EL SECTOR ELÉCTRICO EN EL PERU	26
7.1 LA OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ	26
7.2 LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	27
8.- ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DEL ENTORNO	33
8.1 ENTORNO DIRECTO	38
8.1.1 RIVALIDAD ENTRE COMPETIDORES	38
8.1.2 PODER DE NEGOCIACION DE CLIENTES	40
8.1.3 PODER DE NEGOCIACIÓN DE PROVEEDORES	40
8.1.4 AMENAZA DE INGRESOS	41
8.1.5 AMENAZA DE PRODUCTOS SUSTITUTOS	42
8.2 ENTORNO INDIRECTO	43
8.2.1 FACTOR POLÍTICO LEGAL	43
8.2.2 FACTOR SOCIAL	49
8.2.3 FACTOR ECONÓMICO	51
8.2.4 FACTOR TECNOLÓGICO	54
8.3 POSISCIÓN ESTRATÉGICA EXTERNA	56
8.4 DESARROLLO DE ESCENARIOS	58
8.4.1 ANÁLISIS DE ESCENARIOS	58
9 ANÁLISIS EXTERNO	61
9.1 CLIMA ORGANIZACIONAL Y LIDERAZGO	64
9.2 CADENA DE VALOR	69
9.2.1 ACTIVIDADES PRIMARIAS	70

9.2.2 ACTIVIDADES DE APOYO	81
9.3 POSICIÓN ESTRATÉGICA INTERNA	89
10 CAMBIANDO DE RUMBO	91
10.1 DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS PARA EL CAMBIO	92
10.1.1 RECURSOS LIMITADOS	92
10.1.2 POBRE ESTADO ANÍMICO INTERNO	93
10.1.3 URGENCIA	93
10.2 ETAPAS DEL VIRAJE	93
10.3 ACCIONES INMEDIATAS	97
10.3.1 MOROSIDAD	97
10.3.2 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	98
10.3.3 EVALUACIÓN DE ESCENARIOS	99
11.- VISUALIZANDO EL FUTURO	102
11.1 DEFINICIÓN DE LA ESTRATEGIA GENÉRICA	103
11.2 ELECCIÓN DE LA ESTRATEGIA ALTERNATIVA	103
11.3 MODELO FINANCIERO DE LARGO PLAZO	106
12.- DESARROLLO DE OPCIONES	111
12.1 FUENTE ALTERNATIVA DE ENERGÍA	111
12.1.1 REQUERIMIENTOS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA	111

12.1.2 ALTERNATIVAS DE OFERTA	111
12.1.3 ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN EÓLICA	114
12.1.4 EVALUACIÓN DE UN PROYECTO DE INVERSIÓN EN GENERACION EÓLICA	115
12.2 PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA NO TÉCNICAS.	118
12.2.1 OBJETIVOS	118
12.2.2 ESTRATEGIA	119
12.2.3 POLÍTICAS QUE RESPALDAN LA ESTRATEGIA	124
12.2.4 PROYECTOS DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS (RCP).	125
12.2.4.1 PROY. RCP CIRCUITOS PRIMARIOS	125
12.2.4.2 PROY. RCP CLIENTES MAYORES	126
12.2.4.3 PROY. RCP CLIENTES MEDIANOS	126
12.2.4.4 PROYECTO RCP CONSUMOS MÍNIMOS	126
12.2.4.5 PROYECTO RCP SUMINISTROS COLECTIVOS PROVISIONALES.	126
12.2.4.6 PROYECTO RCP DENUNCIAS	127
12.3 PLAN DE REDUCCION DE LA MOROSIDAD	127
12.3.1 OBJETIVOS	128
12.3.2 ESTRATEGIA	129

12.3.3 POLÍTICAS QUE RESPALDAN LA ESTRATEGIA	131
12.3.4 PROY. DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE LA MOROSIDAD	132
12.4 FUENTES ALTERNATIVAS DE FINANCIAMIENTO	133
12.5 DESARROLLO TECNOLÓGICO DE LA EMPRESA	135
13.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	137
13.1 CONCLUSIONES	137
13.2 RECOMENDACIONES	142
14.- BIBLIOGRAFÍA	145
15.- ANEXOS	148

SUMARIO

El Sector Eléctrico en nuestro país se muestra atractivo gracias a que presenta una demanda asegurada; una política tarifaria determinada bajo un modelo de empresa eficiente; una situación política legal bajo un marco definido y una mínima rentabilidad del 12% a las inversiones.

Hidrandina, Empresa Regional Electronorte Medio, S.A., con sede en la ciudad de Trujillo, abastece de energía eléctrica a los departamentos de La Libertad, Ancash y parte de Cajamarca. Tiene una participación del mercado, a nivel del Sistema Interconectado Centro Norte, del 7.2% en energía y del 9.1% en potencia.

Hidrandina cuenta con un amplio potencial de desarrollo debido a que la demanda de energía no satisfecha en el área de influencia de la empresa es del orden de 55%. en adición al crecimiento vegetativo de la demanda, lo cual representa una oportunidad adicional a la empresa.

Esto hace que Hidrandina tenga potenciales posibilidades de desarrollo si afronta su actual crisis.

Su único proveedor de energía es EDEGEL (Ex Electroperú).

Su volumen de ingresos, de acuerdo al Estado de Ganancias y Perdidas Ajustado al 31/12/95, fue de S/.151'841,877. Cuenta con 606

trabajadores, distribuidos en sus cuatro zonales: La Libertad, Cajamarca, Ancash Costa y Ancash Sierra.

A pesar de que el factor de cobertura es de 0.83, el Flujo de Caja se halla en menos S/.13`707,000 al año, déficit provocado por irregularidades como son el 31.58% de pérdida de energía y el 34.21% de morosidad. La rentabilidad sobre la inversión fue de sólo 1.4%.

Ante la realidad del déficit en el Flujo de Caja, en una primera fase a corto plazo (15 meses) será necesario alcanzar la aproximación a cero el resultado del flujo de caja. Una vez estabilizada la situación crítica actual se podrá planear acciones a largo plazo como parte de un proceso de reconstrucción.

Las acciones a corto plazo estarán dirigidas a reducir la morosidad y las pérdidas no técnicas (hurto de energía). En cuanto a la morosidad, se aplicaría el corte del suministro a aquellos clientes que, siendo únicamente el 3.4% de la cartera morosa, concentran el 50% de lo adeudado. Será necesario mantener un seguimiento y control directo permanente sobre ellos.

Con referencia a las pérdidas no técnicas de energía, las acciones se realizarían específicamente en la zona de Trujillo, que central el 57% del total de las pérdidas. Será urgente el rediseño de los procesos de dotación de nuevos suministros, facturación, cobranzas, mantenimiento del sistema de medición y control de pérdidas de energía. Se priorizará los trabajos de la cartera de clientes mayores y los clientes de ingresos altos y medios de la cartera de clientes comunes; se dotaría de sistemas electrónicos a la cartera de clientes importantes y se incorporaría un sistema estadístico para el control eficaz de las pérdidas.

Para el logro de los abjetivos antes descritos será de vital importancia mejorar el clima organizacional, en cuanto a la concientización del personal respecto a la necesidad del cambio en la empresa. El personal deberá poder identificar los objetivos individuales con los objetivos de la empresa y sentir confianza de poder alcanzar su realización personal siendo parte de la organización.

En cuanto al estilo de liderazgo presente en la empresa, actualmente es tendiente hacia las tareas, por lo que se sugiere acciones para virar hacia un estilo más participativo. Los trabajadores debieran de poder intervenir en la toma de decisiones sobre las labores en que se hallen involucrados.

En la perspectiva a largo plazo (4 años), las decisiones que proponemos se basan en las conclusiones logradas del Taller de Planeamiento Estratégico realizado con la participación del staff gerencial de la empresa en Trujillo, en marzo de 1995, las que bosquejamos a continuación:

Se identificó los factores externos (Matriz EFE). La ponderación obtenida de 2.53 muestra que el entorno ofrece más oportunidades que riesgos.

En base a la metodología de Porter se definieron 3 escenarios:

Más probable: “Limitada inversión en generación; hay estabilidad política; crece el nivel de demanda; se mantiene la capacidad adquisitiva y se privatiza la empresa.

Optimista: Aumenta la inversión en generación; hay estabilidad política; crece el nivel de demanda; aumenta la capacidad adquisitiva y la empresa se privatiza.

Pesimista: Limitada inversión en generación; no hay estabilidad política; crece el nivel de demanda; cae capacidad adquisitiva y no se privatiza la empresa.

La matriz de análisis interno (EFI) arrojó una ponderación de 1.962 que demuestra que la organización posee más debilidades que fortalezas.

Al cruzar la información de ambas matrices (EFE y EFI) se diseñó tres estrategias que fueron evaluadas a través de la Matriz de Planeamiento Estratégico Cuantitativo (QSPM), dándose por definida la más apropiada a largo plazo:

“Renovar y actualizar la tecnología existente, optimizando la asignación de recursos hacia los factores que inciden en la reducción de costos”.

Las acciones que se deducen de la estrategia son:

Reducción de la morosidad para llegar a un nivel óptimo,

Reducción de pérdidas no técnicas para llegar a un nivel óptimo

Implementación de tecnología de información,

Promover proyectos alternativos de generación.

1.- INTRODUCCION

La Empresa Regional de Electricidad Electro Norte Medio, Hidrandina S.A., para cumplir con su objetivo de distribuir energía a sus clientes en condiciones apropiadas de confiabilidad, oportunidad, calidad y costo, requiere de una organización capaz de adaptarse a los cambios que vienen presentándose en el sector eléctrico durante los últimos cinco años.

El presente trabajo permite sustentar el análisis de la manera cómo ha venido desempeñándose la empresa, reflejada en sus resultados de gestión, sin haber generado las alternativas requeridas. Asimismo se presenta una visión de algunas opciones de acción, que podría tomar la empresa en el futuro para generar dichas alterantivas.

En el capítulo 6 se explican los marcos conceptuales utilizados para poder diagnosticar la empresa, a través de teorías sobre planeamiento estratégico que se resumen de manera concisa .

En el capítulo 7 se analiza el Sector Eléctrico en el contexto de la Ley de Concesiones Eléctricas, D.L. 25844, definiendo su atractivo hacia los inversionistas privados. Igualmente, se realiza una breve presentación de la

empresa mediante su situación actual y los criterios del enfoque de viabilidad.

En el capítulo 8, se analizan los principales factores del entorno que inciden en la marcha de la empresa. Adicionalmente, se ha planteado los posibles escenarios a partir de los cuales se generan las opciones estratégicas.

En el capítulo 9, se desarrolla el diagnóstico interno de la organización a través del cual se comprueba que la empresa no genera la variedad requerida; es decir, no genera respuestas rápidas a los cambios del entorno y de la organización. Este diagnóstico se elabora sobre la base del análisis de cultura, clima organizacional y cadena de valor desarrollados en este mismo capítulo.

Luego de haber determinado la situación de crisis en que se encuentra la organización y su posible empeoramiento en el corto plazo, es obligatoria la ejecución de radicales que apunten hacia nuevos rumbos. En tal sentido en el capítulo 10 se analizan las opciones que permiten solucionar los problemas más urgentes y capear la emergencia. Adicionalmente se indican las medidas necesarias para la estabilización de la empresa.

Solucionada la crisis de corto plazo, en el capítulo 11 se presentan las opciones estratégicas de largo plazo que inciden principalmente en la priorización de recursos hacia las unidades estratégicas de la empresa.

En el capítulo 12 se presenta el desarrollo de opciones que están relacionadas con los factores que garantizan la viabilidad de la empresa: rentabilidad, oferta, gestión y financiamiento.

Posteriormente se presenta en el capítulo 13, las conclusiones a las que se llega como consecuencia del análisis realizado, así como las recomendaciones que permitirán mejorar la gestión de la empresa.

2. ALCANCES

El ámbito considerado es éste estudio es el área de concesión de la empresa Hidrandina, Empresa Regional Electronorte Medio, S.A., con sede en la ciudad de Trujillo, abastece de energía eléctrica a los departamentos de La Libertad, Ancash y parte de Cajamarca.

3. MISIÓN Y OBJETIVOS

3.1. MISION EMPRESA :

Distribuir y Comercializar la energía eléctrica con eficiencia, eficacia y rentabilidad; aumentando el valor de la misma y ampliando la frontera eléctrica

3.2. OBJETIVOS DEL DIAGNOSTICO :

1. Generar la Opciones Requeridas para enfrentar los cambios del entorno.
2. Definir cómo cubrir la demanda.
3. Mejorar la Gestión de la empresa
4. Analizar su capacidad de financiamiento para realizar inversiones rentables.
5. Mejorar la Rentabilidad de la empresa sobre la inversión a un mínimo de 12%. (Art. 79 Ley de Concesiones Eléctricas).
6. Visualizar soluciones estratégicas a corto plazo.
7. Planterar soluciones a mediano plazo.
8. Hallar soluciones estratégicas a largo plazo.

4.- IMPORTANCIA

El Perú y el Sector Eléctrico han iniciado una rápida modernización.

La Ley de Concesiones Eléctricas obliga a las empresas de distribución a ser eficientes y a brindar un servicio con calidad y continuidad.

Hidrandina en los dos últimos años ha logrado importantes avances, en todos los aspectos. Sin embargo, aún subsisten problemas sobre todo en el área Comercial, principal actividad de la empresa.

El presente Diagnóstico ha sido elaborado con la colaboración de todas las áreas de la empresa

CAPITULO 5

HIDRANDINA S.A.

5.1 PRESENTACION DE LA EMPRESA Y RESEÑA HISTORICA¹

La Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronorte Medio, Hidrandina S.A., es una Empresa Pública de Economía Mixta de Derecho Privado, dedicada a la distribución y comercialización de la energía eléctrica. Su jurisdicción abarca los departamentos de La Libertad, Ancash y parte de Cajamarca.

Hidrandina S.A. fue constituida como sociedad anónima el 22 de noviembre de 1946, con la finalidad de aprovechar el potencial hidroenergético de los ríos de la costa. Es así como, de conformidad con la Ley de Industria Eléctrica No 12378 obtuvo concesión para desarrollar y explotar las aguas de los ríos Rimac y Pativilca. Construyó las Centrales Hidroeléctricas de Moyopampa, Huampaní y Cahua, y vende en bloque la energía generada a ELECTROLIMA S.A. y al Complejo Industrial de Paramonga.

Con la regionalización dispuesta por la Ley General de Electricidad No 23406, Hidrandina S.A. asumió el Servicio Público de Electricidad de los departamentos de Ancash; La Libertad; las provincias de San

¹ MEMORIA 1992 Hidrandina S.A., pp 9 a 10

Pablo; Celendín; Contumazá; Hualgayoc; Cajamarca; Cajabamba y San Marcos en el departamento de Cajamarca; las provincias de Marañón y Huaycabamba en el departamento de Huánuco y la Cuenca del río Pativilca en el departamento de Lima.

En el marco de este proceso, Hidrandina S.A. transfirió a ELECTROLIMA S.A. las Centrales Hidroeléctricas de Moyopampa y Huampaní y el Taller de Mantenimiento Hidráulico. asimismo asumió la operación de las Centrales Hidoeléctricas de Huallanca y Cahua y los Sistemas de Transmisión y Distribución ubicados en el ámbito geográfico.

El 90.04.03, por disposición del D.L. No 597, se transfirió a ELECTROPERU S.A. los Sistemas de Generación y Transmisión asociados al Sistema Interconectado Multiregional Norte, manteniendo básicamente la distribución y comercialización de la energía eléctrica, situación que impuso un redimensionamiento de la empresa para adaptarla a sus principales responsabilidades.

El Decreto Ley No 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, vigente desde el 92.11.06, orientado a promover la participación de la Inversión Privada marca un nuevo hito en el desarrollo del Sub-Sector, buscando eficiencia y servicio de calidad para el consumidor.

5.2 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL²Y ASPECTOS COMERCIALES

La estructura orgánica vigente se aprecia en el gráficos No 1.1.

De acuerdo a los Estatutos Sociales de la Empresa, Hidrandina S.A. es administrada por un Directorio compuesto por seis miembros, elegidos en Junta Ordinaria de Accionistas y aprobada mediante Decreto Supremo. El mandato de los Directores es de un año.

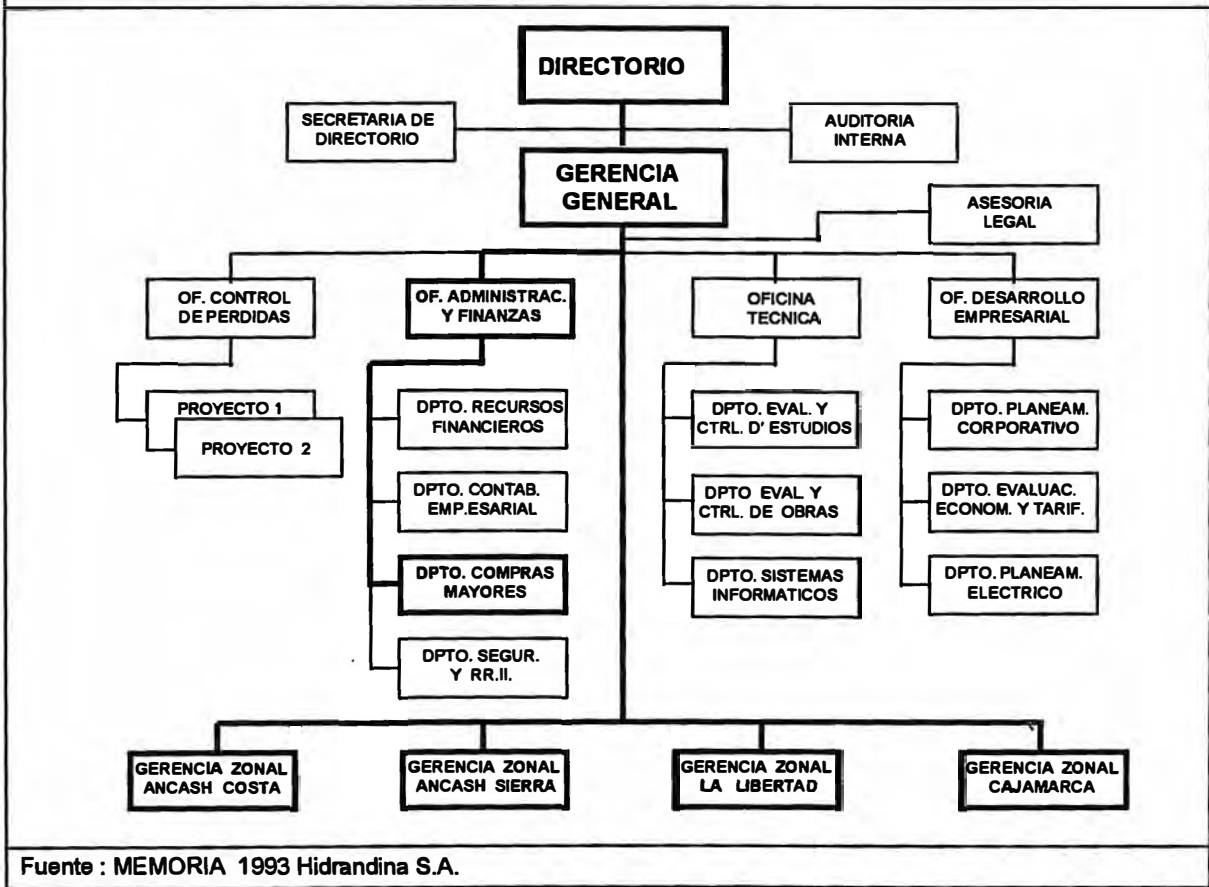
La distribución del capital humano se aprecia en el gráfico 5.1

Los principales aspectos comerciales que describen el comportamiento se aprecia en los gráficos siguientes:

Distribución de Venta de energía	Gráfico 5.2
Distribución de la Facturación de energía	Gráfico 5.3
Distribución de la Compra de energía por zonales	Gráfico 5.4
Relación de Clientes mayores	Cuadro 5.1
Relacion de Clientes potenciales mayores	Cuadro 5.2
Estado de Ganancias y Perdidas (Resumido)	Cuadro 5.3

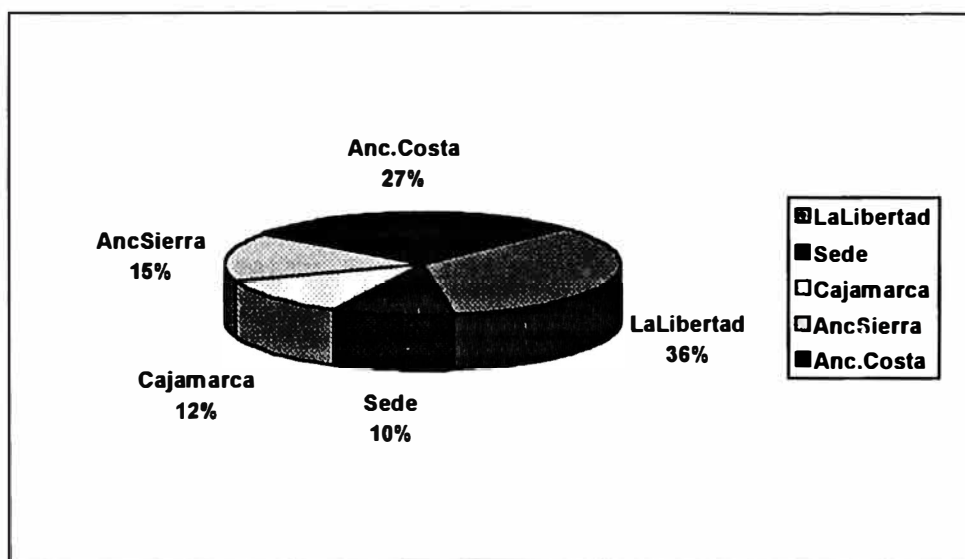
² MEMORIA 1993 Hidrandina S.A.

GRAFICO No 1.1 ESTRUCTURA ORGANICA HIDRANDINA S.A.



Fuente : MEMORIA 1993 Hidrandina S.A.

GRAFICO No 5.1
HIDRANDINA S.A
DISTRIBUCION DEL CAPITAL HUMANO



**GRAFICO No 5.2 HIDRANDINA S.A.
DISTRIBUCION DE LA VENTA DE ENERGIA**

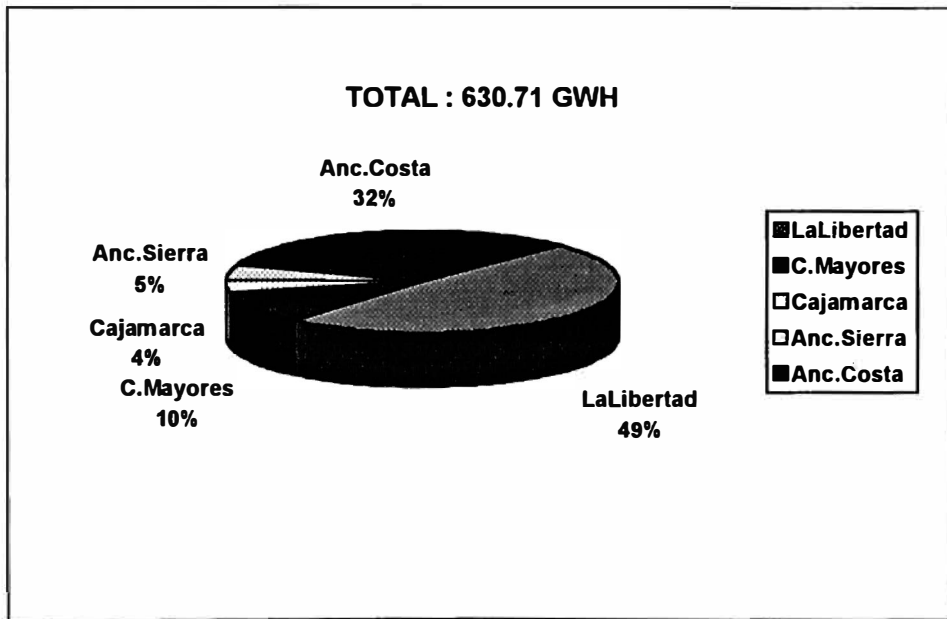


GRAFICO No 5.3
HIDRANDINA S.A.
DISTRIBUCION DE LA FACTURACION DE ENERGIA

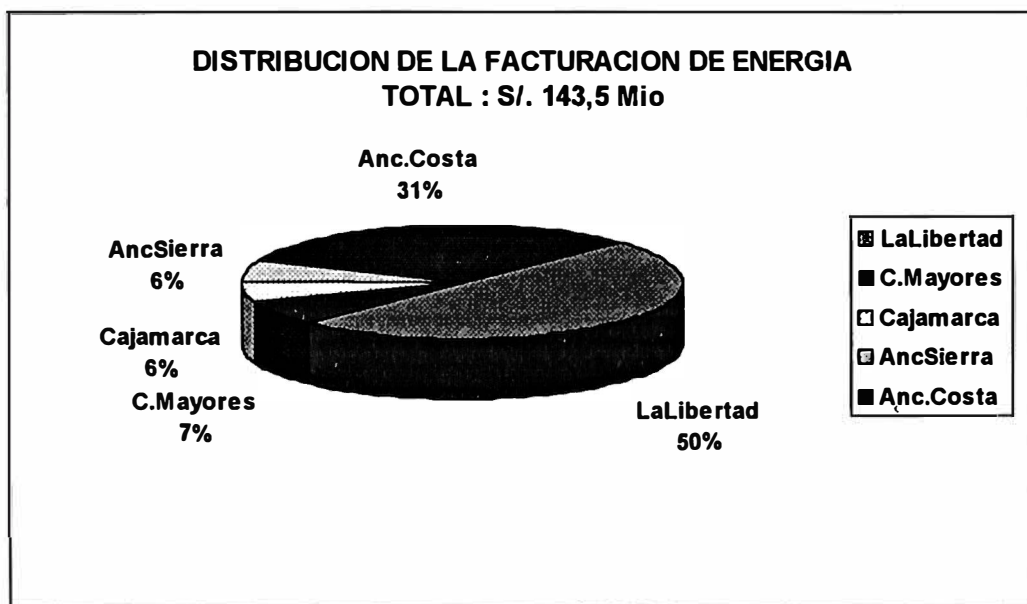
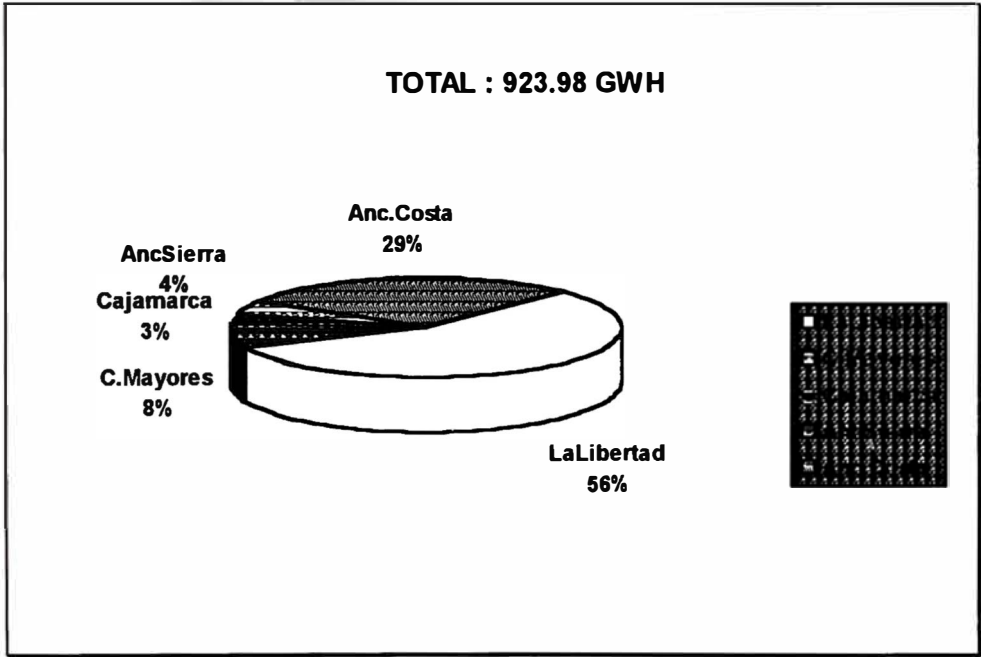


GRAFICO 5.4

**HIDRANDINA S.A
DISTRIBUCION DE LA COMPRA DE ENERGIA POR ZONALES**



CUADRO No 5.1
HIDRANDINA S.A.
RELACION DE CLIENTES MAYORES

NOMBRE CLIENTE	POTENCIA (MW)
Motil	8.00
Trupal	18.00
Trutex	1.00
Norsac	0.85
Moinsa	0.85
Cerveza Pilsen Trujillo	2.20

CUADRO No 5.2
HIDRANDINA S.A.
RELACION DE CLIENTES POTENCIALES MAYORES

NOMBRE CLIENTE	POTENCIA(MW)
Cemento Pacasmayo	9.50
Cartavio	1.90
Casagrande	7.00
Sider Perú	24.00
Sociedad Paramonga Ltda.	7.00
Buena Vista, Pariacoto, Yaotán	1.50
Pto. Casma	6.00
Pto. Santa	2.50
Zona Franca Chimbote	8.00
Gran trapecio Chimbote	2.00

CUADRO 5.3
HIDRANDINA S.A.
ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS RESUMIDO
(En nuevos soles)
al 31 Diciembre 1995

descripción	Monto al 31.12.95 Ajustado
Ingresos de Operación	151,844 877
Costo del Servicio	154,037,240
Resultado de Operación	(2,195,363)
Otros ingresos/egresos	7,314,459
Resultado del ejercicio	5,119,196

5.3 SITUACION ACTUAL.

“ El contexto del Sector Eléctrico es favorable para que las empresas logren el éxito, siempre y cuando viabilicen su gestión gerencial generando la variedad requerida”

Durante muchos años las empresas de energía se han encontrado bajo la tutela del Estado, asumiendo éste la propiedad y control del sector. Ello originó el desarrollo de formas de administración burocráticas, con un manejo excesivamente normativo y trayendo

esquemas de trabajo rígidos y autoritarios . La indebida utilización por parte del Estado produjo que la energía sea utilizada de manera política sacrificando los costos operativos y de mantenimiento de los equipos, durante las épocas de crisis económica .

A partir de la dación del Decreto Ley 597 del 03.04.90 y estableciéndose mediante el D.S. Nro 325 la modalidad de compraventa en bloque de energía eléctrica interempresas, las empresas quedaron como Generadoras y Distribuidoras. Esto provocó que éstas últimas tuvieran que adaptarse a una nueva forma de gestión, orientada al cubrimiento de los costos operativos, principalmente a la compra de energía.

El caso de Hidrandina S.A. no escapó a esta situación, e intentó solucionar los problemas y posibilidades de la empresa a través de organigramas, manuales de funciones, cuadros de asignación de personal, y otras técnicas basadas en premisas de asignación estática de recursos y estabilidad de lo diseñado.

El accionariado de Hidrandina S.A. actualmente está compuesto por:

ELECTROPERU	28.62%
REGIÓN LA LIBERTAD	5.52%
REGIÓN MARAÑÓN	3.57%
REGIÓN CHAVIN	3.15%
PRIVADOS	3.55%
CONADE	55.50%

Como se observa, el Estado es actualmente el principal accionista de la empresa, representando el 96.45% de participación accionariada.

Con respecto al factor humano, la empresa no ha aprovechado el potencial de los trabajadores ni ha estimulado su desarrollo, la capacitación ha sido descuidada; los esquemas de liderazgo son autoritarios; no existen canales efectivos de comunicación ni una real integración de funciones al interior de la empresa.

La situación financiera es crítica y refleja problemas de gestión. Se manifiesta un descontrol en la morosidad y pérdidas de energía, lo cual reduce los ingresos y afecta el margen operativo y flujo de caja de la empresa.

Actualmente el único proveedor de energía es EDEGEL; la empresa no se ha preocupado por promover inversiones en generación, a pesar que la energía es la materia prima principal de sus operaciones. Asimismo, no existe un planteamiento a este problema lo que hace débil su posición en el futuro ante una escasez de oferta de energía.

El desafío fundamental para la Alta Dirección es lograr el financiamiento y buena rentabilidad de sus actividades, a través de una gestión que aproveche los recursos humanos, la tecnología y la infraestructura existente.

Deberá buscar la viabilidad en el corto y largo plazo asegurándose rentabilidad y suficiente oferta para atender a sus clientes en condiciones apropiadas de confiabilidad, oportunidad, calidad y costo.

5.4 DEFINIENDO LA VIABILIDAD

La empresa, de acuerdo a la situación en que se encuentra, requiere definir la base de su viabilidad futura para ser competitiva en el sector.

Para que un sistema sea viable, debe generar la variedad requerida para enfrentar los cambios del entorno. En el caso de Hidrandina S.A. la viabilidad se definió considerando los siguientes factores:

5.4.1 Cubrimiento de la Demanda.

Frente a un posible déficit de la oferta de energía, la empresa debe prever cómo cubrir la demanda.

5.4.2 Gestión.

Orientada a la optimización en la asignación de recursos; disminución de costos; mejorar aumento de los ingresos y maximización de la eficiencia.

5.4.3 Capacidad de Financiamiento.

Poder conseguir los recursos financieros para realizar inversiones rentables.

5.4.4 Rentabilidad.

Se requiere que la rentabilidad, sobre los activos o sobre la inversión, sea de 12% como mínimo (art. 79 Ley Concesiones Eléctricas).

CAPITULO 6

MARCO CONCEPTUAL

6.1 METODOLOGIA.

Para elaborar el análisis interno y externo de la empresa, se ha recurrido en una primera etapa al uso de fuentes de información secundarias vinculadas directamente con el desarrollo estratégico y operativo de la empresa, como por ejemplo: búsquedas bibliográficas, estadísticas y proyecciones de los principales indicadores del sector eléctrico, libros, periódicos y revistas especializadas así como los archivos y documentos de la misma empresa.

En una segunda etapa se ha utilizado fuentes primarias para lo cual se efectuaron entrevistas a especialistas del sector, a los ejecutivos y empleados de todas las áreas funcionales de la organización. También se incluye cuestionarios para medir el liderazgo y cultura organizacional, elementos que sirvieron de base para realizar el diagnóstico interno así como establecer las fortalezas y debilidades de la empresa.

A partir de toda la información obtenida se procedió a elaborar estrategias alternativas tomando como punto de referencia el escenario elegido así como las fortalezas, debilidades, oportunidades y riesgos.

6.2. MARCO TEORICO.

6.2.1. ANALISIS ESTRUCTURAL DEL SECTOR.

Para la formulación de una estrategia se debe relacionar a la empresa con su medio ambiente¹. Para determinar la estrategia competitiva se debe conocer las peculiaridades del sector en el cual se desarrolla las actividades de la empresa y para ello se debe evaluar cinco fuerzas competitivas que determinan el atractivo de un sector industrial, sus causas principales y como éstas cambian a través del tiempo. Las fuerzas competitivas son: la rivalidad entre los competidores existentes, la amenaza de los posibles sustitutos para los productos de la empresa, el poder de negociación de los compradores o clientes, el poder de negociación de los proveedores o vendedores y finalmente los posibles nuevos competidores. Adicionalmente a estas fuerzas deben considerarse las barreras para salir del sector y las barreras para entrar al sector.

¹Porter, Michael E. Estrategia Competitiva. Técnicas para el análisis de los sectores industriales, Editorial Continnetal 1982, pág 23

La acción conjunta de estas fuerzas determina la rentabilidad del sector industrial y a partir de la posición en que se encuentre la empresa dentro del sector se determinan las oportunidades y riesgos que permitirán elaborar y diseñar las estrategias futuras que para alcanzar o mantener la posición competitiva de la organización.

6.2.2. CADENA DE VALOR

La herramienta básica para diagnosticar la ventaja competitiva es la cadena de valor ² que disgrega a la empresa en sus actividades estratégicas relevantes para comprender el comportamiento de los costos y las fuentes de diferenciación. Una empresa obtiene ventaja competitiva desempeñando estas actividades más barato o mejor que sus competidores.

La cadena de valor se divide en nueve actividades las que a su vez están divididas en actividades primarias y actividades de apoyo, las actividades primarias son aquellas implicadas en la creación física del producto, su venta, transferencia al comprador, así como servicio posterior a la venta; las actividades de apoyo son aquellas que sustentan las actividades primarias

² Porter Michael E, Ventaja Competitiva, Creación y sostenimiento de un desempeño superior, Editorial Continental, 1987 pág 52

6.2.3. SELECCION Y ELECCION DE ESTRATEGIAS.

Fred Davis plantea un marco analítico para la formulación de estrategias en el cual se puede identificar tres etapas para la toma de decisiones: la primera es la etapa de input, en ésta se hace uso del resumen de la información de entrada que se requiera para generar estrategias alternativas factibles.

La segunda es la etapa de las combinaciones en donde se cruza los factores internos y externos y como resultado de este proceso se sugieren estrategias alternativas factibles

La tercera es la etapa de decisión en donde se emplea la información de entrada derivada de la primera etapa para evaluar las estrategias alternativas factibles identificadas en la segunda etapa para así establecer el relativo atractivo de las estrategias alternativas ofreciendo bases objetivas para seleccionar estrategias específicas.

6.2.4. SISTEMA DE CREACION DE VALOR.

El modelo elaborado por Alfred Rappaport³ se basa en el principio que el objetivo fundamental de cualquier corporación comercial es aumentar el valor de la inversión de los accionistas y la forma de hacerlo es estimando el valor económico de una inversión descontando los flujos de caja proyectados por el costo de capital.

Para incrementar el valor de la empresa se han establecido impulsores de valor básicos que son la tasa de crecimiento de ventas, el margen de utilidad operativa, la tasa de impuestos a los ingresos, la inversión en capital de trabajo, el costo de capital y el período de proyección.

En el caso de Hidarandina S.A. se han introducido también como impulsores de valor la tasa de morosidad, reducción de pérdidas de energía en el sistema de transmisión, reducción de pérdidas técnicas en distribución, todas estas variables afectan significativamente las operaciones de la empresa.

³RAPPAPORT, Alfred, *Creating Shareholder Value*. The Free Press. A Division of MacMillan, Inc, New York, 1986, U.S.A.

CAPITULO 7

EL SECTOR ELECTRICO DEL PERU

7.1 LA OFERTA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL PERU¹

La distribución de la energía eléctrica a nivel nacional se realiza a través de cuatro Sistemas Interconectados, los cuales configuran tres redes.

Sistema Interconectado Centro Norte, (SICN) que abarca los departamentos de Huancavelica, Junín, Pasco, Lima, Ica, Ancash, Lambayeque, La Libertad y Piura. Distribuye el 85.7% de la energía eléctrica nacional.

Sistema Sur Este, que comprende al departamento del Cusco y distribuye el 3.6% de la energía eléctrica total.

Sistema Sur y Sur Oeste, cuya influencia comprende los departamentos de Arequipa, Moquegua y Tacna, y distribuyen el 6.2% y 4.5% respectivamente de la energía eléctrica nacional.

¹ Referencia : "Consideraciones sobre el Sector Eléctrico en el Perú y en América latina" .PERU INFORME ECONOMICO TRIMESTRAL . setiembre 1992.

"Plan Referencial de Electricidad". MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS. octubre 1994

Los tipos de energía que se generan en el país son, básicamente, dos: Hidráulica y Térmica. Del total de energía generada, las Centrales Hidroeléctricas cubren el 76% de la potencia eléctrica instalada, la misma que suma un total de 4,195 MW.

A nivel de Sistemas Interconectados, la capacidad instalada alcanza los 3,272.4 MW, de los cuales 2,646.8 MW corresponden al SICN y 625.6 MW al SISUR (a formarse en 1996 con la puesta en operación de la Línea de Transmisión Socabaya-Tintaya).

Con referencia al período 1980-1990, la oferta de energía eléctrica creció muy lentamente. Entre 1980-1985, la tasa anual fue del 4.5% y, entre 1985-1990 fue de 3.3%. De acuerdo a los tipos de energía, el 76% del total corresponde a la energía hidráulica y el 24% a la térmica.

Entre 1980-1985, la oferta de energía hidráulica creció en 6.2% anual y, entre 1985-1990 en 3.0%. En cambio, la oferta de energía eléctrica térmica varió en -1.2% y 4.4% respectivamente, en los quinquenios mencionados.

7.2 LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

A nivel nacional, el consumo neto de energía eléctrica en el período 1980-1990 creció en 31.66%, a una tasa promedio anual del 2.97%. Desagregando esta evolución por quinquenios se observa: en el período 1980-1985, el consumo total creció en 23.1%, a una tasa

acumulativa promedio anual del 3.9%. En el período 1985-1990, el crecimiento fue del 9.1%, a una tasa promedio anual del 1.82%.

Durante 1991, hubo un déficit a nivel país de 387 MW. En 1992 el déficit fue de 1,042 MW. Estas anomalías fueron originadas por el Fenómeno del Niño, el cual tiene carácter cíclico y se presenta cada cuatro años, limitando la generación de energía.

Durante el año 1993, el consumo nacional de electricidad se ha incrementado en 11.5% con respecto al año 1992.

Las proyecciones de la demanda de energía eléctrica para el período 1995-1999 en el SICN, ha sido elaborada por la Oficina Técnica de Energía del Ministerio de Energía y Minas, a base del modelo econométrico de la correlación existente entre el consumo de electricidad y la variable macroeconómica PBI y Demográfica, sobre los datos históricos del período 1973 - 1993.

La proyección de la demanda de energía para un escenario tendencial en el período 1995-1999, es la siguiente:

CUADRO No 7.1
PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA
ESCENARIO TENDENCIAL COES - SICN
Período 1995-1999

AÑO	ENERGIA ANUAL GWH	Tasa de Crecimiento*
1995	11614	8.4%
1996	12206	5.1%
1997	12829	5.1%
1998	13483	5.1%
1999	14157	5.1%

FUENTE : PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD
1994.

* La tasa de crecimiento de 1994 fue de 12%. Para 1995, esta no debe caer bruscamente, por lo que se ha estimado entre 1994 y 1995 una tasa de 8.36%

CUADRO No 7.2
OPCIONES DE EQUIPAMIENTO
ESCENARIO DE LA DEMANDA BASE

PROYECTO	POTENCIA EFECTIVA (MW)	INICIO DE OPERACION
Presa Yuracmayo	20	enero 1995
Grupo Diesel Residual	90	octubre 1995
Turbina Gas Natural	140	julio 1996
Ampliación CT.Ventanilla	300	julio1997
Turbina de Vapor	150	julio1998
Central Hidroléctrica	26	enero1998

FUENTE : Ibid.

7.3 FACTORES QUE DETERMINAN EL ATRACTIVO DEL SECTOR.

7.3.1 DEMANDA

- Mercado eléctrico regulado
- Crecimiento sostenido de la demanda de energía.
- Clientela asegurada

7.3.2 TARIFAS

- La Ley de Concesiones Eléctricas prevé por parte de la Comisión de Tarifas Eléctricas, la fijación de precios máximos de distribución basados en el concepto del “VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN - VAD”,
- que otorga el margen al concesionario de distribución. Dicho valor agregado tiene en cuenta lo siguiente:
 - * Costos de inversión
 - * Costos de operación de mantenimiento y comerciales.
 - * Pérdidas de energía.

Obtenidos con los siguientes condicionantes

- * Empresa modelo
- * Niveles de eficiencia pre-establecidos
- * Sectores típicos de distribución
- * Niveles de pérdidas estandar.

7.3.3 SITUACION POLITICO-LEGAL

- Política Económica Nacional, principales reformas :
 - * Programas de Estabilización Económica
 - * Programa de Reformas Estructurales
 - * Reinserción del Perú en la Economía Mundial, con acceso al Mercado Internacional de Capitales.

- Marco Legal
 - * Estructura del Sector definida
 - * Legislación relacionada con la Inversión
 - * Existe estabilidad contractual, mediante reglas de juego preestablecidas
 - * Estabilidad tarifaria que fija los estándares y el V.A.D. cada 4 años, actualizándolos mediante fórmulas polinómicas.

7.3.4 RENTABILIDAD.

Las inversiones en los sistemas eléctricos son remunerados con el 12% de rentabilidad. Esta rentabilidad sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas encargue a consultores especializados.²

² Artículo 79. LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS D.L. No 25844.

Los factores analizados permiten establecer que el atractivo más importante del Sector Eléctrico, la rentabilidad sostenida en el tiempo, la cual de acuerdo a un modelo de gestión empresarial eficiente, puede llegar a niveles del 20% de utilidad neta³. Dicho nivel de utilidad en comparación con el grado mínimo de riesgo asumido por el inversionista, corrobora el atractivo del Sector en comparación con otros sectores en los cuales se asumen mayores niveles de riesgo a igual o menor rentabilidad.

Adicionalmente, el Perú, como miembro de OLADE posee una de las tarifas más altas del grupo y uno de los niveles de electrificación más bajos, superado sólo por Bolivia. Asimismo, la evolución del servicio eléctrico público en el país ha tenido un bajo crecimiento, comparable con niveles de Chile y Bolivia. Estas condiciones, permiten una probabilidad mayor en la obtención de una rentabilidad superior a la indicada en la Ley, haciendo más atractivo el Sector Eléctrico para los inversionistas.

³ SEMINARIO REGIONAL SOBRE TARIFAS ELECTRICAS Huancayo, noviembre 1993.
Equivalencia de costos al total de los ingresos de la empresa de distribución típica: Ingresos por venta de energía 100%, Compra de energía 60% Costos de explotación: 20%, Utilidad: 20%

CAPITULO 8

ANÁLISIS Y DIAGNOSTICO DEL ENTORNO

La empresa se desenvuelve en un entorno con más riesgos que oportunidades. Se encuentra en una posición estratégica externa débil, debido a que presenta riesgos que pueden afectar su viabilidad, a mediano plazo. Entre los principales riesgos están el hecho de tener un bajo poder de negociación con los proveedores frente a una posible oferta limitada de energía.

En el corto plazo, esta posición débil compromete las posibilidades de cumplir con la misión y de aprovechar la oportunidad de satisfacer el incremento de la demanda de energía, sobretodo en momentos de crecimiento de los sectores productivos, como lo demuestra el incremento de 12.7% del PBI en 1994. Además, existe presión por parte de los sectores sociales quienes exigen el servicio como forma de incrementar su bienestar, lo cual aumenta la demanda, teniendo en cuenta que el coeficiente de electrificación para el área de concesión de la empresa es de 45%.

Entre los riesgos potenciales que enfrenta la empresa, se aprecia uno en el segmento de clientes libres, donde tiene que competir con Electroperú por la venta de energía. Más aún, existe la posibilidad de que la máxima demanda para ser considerado cliente libre baje de 1000 Kw a 500 Kw. El riesgo se acentúa debido al alto poder de negociación que poseen dichos clientes para escoger su proveedor.

En cuanto a la relación con los proveedores, en la medida que la empresa alcance y mantenga niveles adecuados de eficiencia, estará en mejor posición con relación a sus competidores, para recibir un trato preferencial por parte de los proveedores.

A partir del diagnóstico externo, se deduce la oportunidad que se le presenta a la empresa debido a las disposiciones enmarcadas en el D.L. No 25844 Ley de Concesiones Eléctricas, que facilita la autonomía y elevación de la eficiencia económica, la rentabilidad de las empresas y el acceso de inversiones privadas en el sector. También se considera como una medida conducente al aprovechamiento de oportunidades de inversión el establecimiento de tarifas reales.

Por otro lado, podría aún constituir un riesgo una posible interferencia política que pueda distorsionar las medidas iniciadas. El cuadro 8.1 muestra la matriz de prioridad de problemas de Hidrandina S.A. en términos de probabilidades de ocurrencia e impacto sobre la empresa, como se puede apreciar en ese cuadro lo de mayor importancia comprende: la morosidad, las pérdidas técnicas y deficiente mantenimiento. Este cuadro se obtiene a partir de la matriz cruzada (cuadro No. 8.2) que expresa como el contexto Social, económico, Político y Tecnológico afectan la relación de la empresa con sus clientes, proveedores, competidores y productos sustitutos.

“Mirando al interior de la empresa, la capacidad de cumplir con la misión depende de la calidad de la gestión . Sin embargo, mirando hacia afuera se observa una variedad de acontecimientos que se traducen en exigencias

para la empresa”¹. Lo anteriormente mencionado propone el marco de análisis para Hidrandina S.A. considerando el entorno turbulento que actualmente se experimentan en todos los sectores industriales, lo que lleva a la necesidad de ahondar en el análisis.

¹ Electroperu y Empresas Regionales Diagnostico Institucional, Julio de 1990

CUADRO No. 8.1
HIDRANDINA S.A.
MATRIZ DE PROBABILIDAD DE PROBLEMAS EN EL ENTORNO

PROBABIL. DE OCURRENCIA	GRADO DE IMPACTO SOBRE LA EMPRESA		
	ALTA	MEDIA	BAJA
ALTA	<ul style="list-style-type: none"> • Deficiente mantenimiento puede ocasionar la falta de suministro • Perdidas tecnicas por estado de las instalaciones • Incremento de la morosidad por deficiente facturacion 	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de calificacion de la empresa para obtencion de mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Cambios en proceso de privatizacion y su marco regulador
MEDIA	<ul style="list-style-type: none"> • Racionamiento de energia por • Perdida de clientes importantes • Deficiente proceso de Privatizacion 	<ul style="list-style-type: none"> • Influencia politica para la atencion de sectores no rentables • Gestion empresarial reactiva 	<ul style="list-style-type: none"> • Proceso de reclamos de clientes • Cambio de consumo hacia sustitutos de energia o autogeneracion
BAJA	<ul style="list-style-type: none"> • Perdida de concesion por mala gestion • Desarrollo de sustitutos potenciales (gas, biomasa, briquetas de carbon, etc) 	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo de fuentes alternativas de energia como competidores potenciales 	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento de las necesidades de energia electrica

**CUADRO No 8.2 HIDRANDINA S.A.
ANÁLISIS ENTORNO MATRIZ CRUZADA SEPT - TENDENCIA FUTURA**

	VARIABLE SOCIAL	VARIABLE ECONÓMICA	VARIABLE POLÍTICA	VARIABLE TECNOLÓGICA
PROVEEDORES	<ul style="list-style-type: none"> Incremento de la demanda presionara a proveedores a incrementar la inversión en generación 	<ul style="list-style-type: none"> Expectativas de inversión crece ante apertura a capitales extranjeros 	<ul style="list-style-type: none"> Nuevas normas de incentivos en la inversión en generación mejorara relación con proveedores 	<ul style="list-style-type: none"> La tecnología de información mejorara la y dará mayor celeridad en trato con los proveedores
SUSTITUTOS	<ul style="list-style-type: none"> Explotación de briquetas de carbón y probabilidad de mayor producción autogenerador a 	<ul style="list-style-type: none"> El déficit en la balanza comercial obligara menor importación de petróleo propiciara el uso de otras alternativas de generación 	<ul style="list-style-type: none"> Incentivo para la explotación del gas de camisea y otras fuentes alternativas 	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo nacional de la energía solar y del gas Incremento en el ahorro de electricidad
COMPETIDORES	<ul style="list-style-type: none"> Presión social para Continuar con la libre competencia sin monopolio 	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo del sector industrial y apertura económica incrementa la libra competencia 	<ul style="list-style-type: none"> Incremento de la competencia en el segmento de los clientes libres por cambio de potencia para pertenecer a este segmento 	<ul style="list-style-type: none"> Nuevas tecnologías influirán en la reducción de costos y la calidad del servicio
CLIENTES	<ul style="list-style-type: none"> Diferencia economica social, lleva a exigir tarifas diferenciadas Los robos originan cortes de energia siendo los perjudicados los clientes 	<ul style="list-style-type: none"> Crecimiento de sectores productivos exigirá mayor atención a clientes industriales Tarifas reales generaran reacción en los clientes 	<ul style="list-style-type: none"> La política tarifaria puede discriminar y afectar la relación con los clientes 	<ul style="list-style-type: none"> La tecnología de información fortalecerá la relación con los clientes Uso de equipos ahorradores de energía reducirá la sensibilidad al precio de energía

8.1 ENTORNO DIRECTO

En el entorno directo se incluye la relación de Hidrandina con los clientes, proveedores, competidores, entidades financieras entre otros; quienes a su vez se ven afectados por el entorno indirecto y en consecuencia, pueden cambiar la estructura del sector. La empresa cuenta con dos grupos de clientes: libres y regulados , sobre ellos se realiza el análisis.

Clientes libres. En concesiones cuya demanda máxima sea superior a 5,000 Kw , son clientes libres aquellos con una demanda máxima superior a 1,000 Kw. Por otro lado para concesiones con demandas menores a 5,000 Kw., se consideran clientes libres a quienes tengan una demanda máxima superior al 20% de dicha potencia. En 1994 estos tuvieron un consumo de 101,43 GWH .

Clientes regulados son aquellos calificados como de servicio público, que considera un suministro regular de energía de uso colectivo, y que se encuentren por debajo del límite establecido para el segmento de los clientes libres.

8.1.1 RIVALIDAD ENTRE COMPETIDORES

Para clientes regulados, la Ley de Concesiones Eléctricas D.L. No. 25844 establece que en este segmento de clientes no exista competencia y que opere una sola distribuidora (área de concesión), otorgando a estas empresas alto poder de negociación. Sin embargo,

la empresa debe competir con un modelo eficiente, sobre el cual se fijen las tarifas eléctricas, de manera que su rentabilidad dependerá de la eficiencia de su gestión.

Para clientes libres, al permitir la ley 25844 (art. 8vo.) que cualquier empresa distribuidora o generadora pueda contratar con los clientes libres y al percibir éstos que el servicio de electricidad no tiene diferenciación, se intensifica la rivalidad entre Electroperú y la empresa por este segmento de clientes. En el año 1994 este consumo representó 13.84 millones de nuevos soles².

Asimismo, existen fuertes barreras de salida constituidas por activos especializados para el negocio (equipos electromecánicos de transformación, transporte, maniobra, control y medición); altos costos fijos de salida y mantenimiento de instalaciones; existen también restricciones sociales por ser la energía eléctrica un servicio básico; y restricciones gubernamentales o legales dadas por las condiciones de la misma concesión. Todo lo anterior contribuye a que la fuerza de los competidores aumente.

Para 1995, Hidrandina S.A. tiene presupuestado invertir 135 millones de nuevos soles³ en ampliación de la frontera eléctrica, activos fijos, y mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico. En un escenario de privatización y por el monto de las inversiones, la empresa debe competir en el mercado de capitales para conseguir financiamiento o atraer inversionistas individuales o institucionales que estén

² Informe de ventas y facturación de clientes libres. Oficina de Desarrollo Empresarial, Enero 1995

³ Plan Operativo y Presupuesto 1995, Empresa Regional Electronorte Medio, Hidrandina S.A., Trujillo, enero 1995

interesados en incursionar en el negocio eléctrico, lo que no sucede actualmente.

8.1.2 PODER DE NEGOCIACIÓN DE CLIENTES

El precio de la energía eléctrica para el segmento de **clientes libres** es acordado entre el proveedor y el cliente. El Art. 8vo. de la Ley de Concesiones establece un régimen de libertad de precios para los suministros que pueda permitir condiciones de competencia. En este segmento, los clientes pueden ser atendidos por las generadoras o distribuidoras de energía eléctrica, incluso pueden contar con información tarifaria, lo que les permite tener un alto poder de negociación.

Para los **clientes regulados**, el precio de la energía eléctrica se encuentra regulado por la Comisión de Tarifas Eléctricas mediante sus resoluciones semestrales de precios en barra y de períodos de cuatro años para los costos de distribución. En este sector, los clientes tienen un bajo poder de negociación porque se encuentran atendidos en condiciones monopólicas por las empresas de distribución y no tienen posibilidad de elegir quien les proporcione el servicio.

8.1.3 PODER DE NEGOCIACIÓN DE PROVEEDORES

La Ley de Concesiones Eléctricas establece que las empresas distribuidoras tienen libertad para elegir comprar la energía eléctrica a cualquier empresa generadora de electricidad. Sin embargo, actualmente existe pocas empresas generadoras como Electroperú y Edegel, quienes en 1994

incrementaron su producción en 8.1% y 13.6% respectivamente⁴. Hidrandina S.A. en 1994 compró 1,100 GW-h, que representa el 12% de la generación del país. Con esta compra solamente la empresa llegó a un coeficiente de electrificación de 45% .

Para la compra de bienes y servicios, las empresas distribuidoras tienen un alto poder de negociación, debido a la existencia de proveedores de bienes y servicios nacionales y extranjeros que compiten entre ellos.

8.1.4 AMENAZA DE INGRESOS

Hasta antes de la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, la amenaza de nuevos ingresantes no existió y se podía calificar al sector como monopólico. El D.L. 25844 establece un mercado de libre competencia para el sector denominado clientes libres. Esta situación puede propiciar la incursión de inversionistas nacionales o extranjeros en la actividad de generación, con la opción de competir por este sector con las distribuidoras o demás generadoras.

Sin embargo, existen barreras de ingreso al sector como por ejemplo el monto de inversión y el horizonte de recuperación de la inversión, la especialización técnica, la exclusividad de la concesión que le da un carácter monopólico en el área asignada, la fijación de tarifas que se realiza tomando como base las tarifas en barra y el valor agregado de distribución

⁴Ver Perú Económico, Enero 1995

8.1.5 AMENAZA DE PRODUCTOS SUSTITUTOS

Para el sector doméstico y comercial, los sustitutos que pueden reemplazar a la energía eléctrica utilizada en iluminación y equipos electrodomésticos podrían ser el gas para cocinas e iluminación, energía solar, carbón para cocinas y planchas, kerosene para cocinas y refrigeradoras e incluso las velas de cera y baterías para equipos electrónicos. Sin embargo, debido al costo y comodidad, estos sustitutos tienen una presión débil, a pesar que son utilizados como solución de emergencia ante la falta de energía eléctrica.

En el sector industrial y en horas de punta, en las que el precio de la energía eléctrica es alto, el combustible utilizado en los grupos electrógenos constituye un sustituto que sí es tomado en consideración por factores de costo/beneficio en la inversión de sustituir equipos y planta. Muchos de los clientes poseen equipos para autogeneración en horas punta.

Además de la autogeneración por medio de grupos electrógenos existe la posibilidad de energías alternativas, como la eólica o carboeléctrica.

8.2 ENTORNO INDIRECTO

El análisis de entorno indirecto involucra la compilación y evaluación de información económica, social, demográfica, política, legal, gubernamental y tecnológica, para identificar las oportunidades y riesgos que se presentan en la empresa.

8.2.1 FACTOR POLÍTICO - LEGAL

Desde agosto de 1990, el gobierno comenzó a aplicar un programa de estabilización económica y entre sus principales medidas aplicadas destacan: la liberalización de precios y de sueldos en el sector privado, unificación y liberalización de los tipos de cambio, eliminación de restricciones en el comercio internacional, eliminación de restricciones en el flujo de capitales, liberalización de las tasas de interés, cambios y flexibilización en el mercado laboral, simplificación de tarifas arancelarias, eliminación de subsidios y monopolios, desregulación en los sectores productivos y la promoción de la inversión privada en empresas estatales; siendo esta última la más relevante para el sector eléctrico

El gobierno promulgó, en febrero de 1992, la Ley 25304 dando inicio a una nueva visión de la participación del Estado, promoviendo la inversión privada en el sector eléctrico. Luego, en noviembre del mismo año, se promulgó la Ley 25844, "Ley de Concesiones Eléctricas", dividiendo al sector en tres sub-sectores: generación, transmisión y distribución. Las principales privatizaciones que se han realizado en el sector son la venta de Edelnor y Edelsur a los consorcios Ontario Quinta e Inversiones Distrilima en U\$ 212 millones y U\$ 176.5 millones, respectivamente⁵.

⁵Ver Perú Económico, Enero 1995

1. Ley de Concesiones Eléctricas D.L. 25844

El 06 de noviembre de 1992 se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas que proporciona los lineamientos para la participación del sector privado en el negocio eléctrico. La ley aclara que las actividades de generación, transmisión y distribución deben estar separadas una de la otra y para esto se requiere una concesión del Ministerio de Energía y Minas, para encargarse de:

- La generación de electricidad utilizando recursos hidráulicos y geotérmicos con una capacidad en exceso de 10 MW,
- La transmisión de electricidad cuando la propiedad del Estado sea afectada o cuando éste requiera del establecimiento de las prioridades; y
- La distribución de electricidad como servicio público de electricidad, cuando la demanda exceda a los 500 KW

En este nuevo esquema, aquellos que puedan gestionar mejor en sus actividades específicas, serán los mejores.

Las diferencias relevantes entre la Ley General de Electricidad, promulgada en 1982, y la Ley de Concesiones Eléctricas, como nuevo marco legal en lo que se refiere a los sistemas de distribución se indican en el cuadro No. 8.3. En éste se aprecia la ariación sustancial del concepto de distribución y de la filosofía del negocio, cambiando de un régimen de orientación estatista a otro que abre las posibilidades de acceso a la inversión privada en la actividad de distribución de energía.

CUADRO No. 8.3
SECTOR ELECTRICO
COMPARACIÓN: SISTEMA ANTERIOR - SISTEMA ACTUAL
DIFERENCIAS RELEVANTES EN DISTRIBUCIÓN

LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 23406	LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS No. 25844
EMPRESA DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD GENERACION+TRANSMISION+DISTRIBUCION	EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN NEGOCIO DISTINTO
ÁREA DE RESPONSABILIDAD GEOGRÁFICA	OTORGAMIENTO DE CONCESIONES CON LIMITES ACORDADOS
EXPROPIACIÓN DE INVERSIONES EN BAJA TENSIÓN	RECONOCIMIENTO DE INVERSIONES EN BAJA TENSIÓN: BONOS/ACCIONES APORTES FINANCIEROS REEMBOLSABLES
PAGO DE APORTE PARA INVERSIONES EN MEDIA TENSIÓN: A.F.A. (APORTE AL FONDO DE AMPLIACIONES)	RECONOCIMIENTO DE INVERSIONES EN MEDIA TENSIÓN: BONOS/ACCIONES APORTES FINANCIEROS REEMBOLSABLES
TARIFAS INTEGRADAS	DIFERENCIACIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA Y EL V.A.D. PLIEGOS ESPECÍFICOS
NIVELES DE PERDIDA DE POTENCIA Y ENERGÍA NO ERAN EXPLÍCITAS	FIJACIÓN DE PERDIDAS ADMISIBLES (ESTÁNDARES)
COMPENSACIÓN POR ESTRUCTURA DE MERCADO	DIFERENCIACIÓN DE MERCADOS: AREA1 (ALTA DENSIDAD), AREA 2 MEDIA DENSIDAD Y AREA 3 (RURAL).
AUSENCIA DE GARANTÍAS TARIFARIAS DE INVERSIÓN	GARANTÍA TARIFARIA DE INVERSIÓN
AUSENCIA DE COMPETENCIA: MONOPOLIO ESTATISTA	COMPETENCIA ENTRE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA REAL Y LA DE MODELO EFICIENTE
CAMBIO PERMANENTE DE LAS REGLAS SEGÚN CRITERIO	ESTABILIDAD DE LAS REGLAS DE JUEGO; 4 AÑOS
RACIONAMIENTO DE ENERGÍA: "PROGRAMADAS"	COMPETENCIA POR ENERGÍA NO SUMINISTRADA
TARIFA ÚNICA POR TIPO DE USO DE LA ENERGÍA	LIBRE ELECCIÓN DE OPCIÓN TARIFARIA
ALUMBRADO PUBLICO A CARGO DEL MUNICIPIO	RESPONSABILIDAD DE LA PRESTACIÓN DE ALUMBRADO PUBLICO Y POSIBILIDAD DE COBRANZA DIRECTA
FIJACIÓN DE TARIFAS POR COSTOS MEDIOS, SIN CRITERIO DE EFICIENCIA	CRITERIO DE COSTO MARGINAL EN LA FIJACIÓN DE PROCEDIMIENTO EXPLÍCITO PARA LA REGULACIÓN, CON CRITERIO DE EFICIENCIA
CONTROL DE PROCEDIMIENTOS (NORMAS, REGLAS, ETC.)	ORIENTACIÓN AL CONTROL DE RESULTADOS

2. Sistema Tarifario.

La Ley de Concesiones Eléctricas establece un régimen de libertad de precios en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos suministros calificados como de servicio público.

La política tarifaria que se estableció en el art. 112 de la Ley General de Electricidad, Ley 23406 de 1982, se aproxima a un sistema de tarifas unificadas a nivel nacional ya que las variaciones permitidas en mas o menos de hasta 10% respecto al promedio nacional deberían traducirse en precios promedios para cada tipo de consumo similares para todas las empresas de electricidad. La actual Ley de Concesiones Eléctricas contempla la formación de una comisión quienes establecen las tarifas, fijando precios máximos de distribución basados en el concepto de "Valor agregado de distribución - VAD" que otorga el margen al concesionario de distribución, separando de esta manera los costos de la actividad de producción (mayorista) de la de distribución (minorista).

La diferencia de la fijación de tarifas entre la actual y la anterior se muestra en el cuadro No. 8.4

Históricamente en el Perú, la política tarifaria de electricidad en los años '80 fue de permanente retraso respecto a sus costos de

producción⁶. Esto se acentuó en el quinquenio 1985 - 90 en que se aplicó un rígido control de tarifas eléctricas. En agosto de 1990, como resultado del cambio en el modelo económico, la tarifa se incrementó aproximadamente 22 veces. A partir de ese momento, la estrategia tarifaria ha sido la tratar de mantener el valor real de las mismas a través de reajustes periódicos, lo que ha conducido a que la tarifa promedio por cada Kw-h sea de Cts.US\$ 6.5 valor que es similar a las tarifas medidas en dólares de la década pasada.

Los hechos mencionados anteriormente ocasionaron que, en 1991, la totalidad de las empresas de distribución obtuvieran pérdidas que en conjunto sumaron US\$ 98,6 millones.

Esta insuficiencia de recursos proveniente de la tarifa por debajo de su valor real, no ha permitido desarrollar nuevos proyectos y los que se han continuado ejecutando, han demandado fuertes desembolsos como se deduce de la inversión unitaria que ha requerido Carhuaquero y Charcani V : US\$ 4,000 por Kw instalado, mientras que el costo internacional aproximado es de US\$ 1,800 por Kw instalado.

⁶ Ver Perú Informe Económico Trimestral; Consideraciones sobre el sector eléctrico en el Perú, Jul-Set 1993, pp. 23

**CUADRO No. 8.4 - SECTOR ELECTRICO
COMPARACIÓN ENTRE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS
LEY No. 23406 vs. LEY 25844**

SISTEMA TARIFARIO ANTERIOR LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 23406 - 1982	SISTEMA TARIFARIO ACTUAL LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS No. 25844 - 1992
CARACTERIZACION DE LA CARGA	<u>PRECIO EN BARRA (Res. 001-93 P/CTE)</u> + Precio en barra Nivel MAT
COSTOS DEL SISTEMA: - Costos marginales de generacion Costos por potencia Costos por energia - Costos marginales de transmision - Costos marginales de distribucion	+ Peaje de conexión, transmisión y transformación + Precios de Potencia y Energía
TARIFAS DE REFERENCIA: - Costos marginales de los usuarios Alta tension Media tension Baja tension	= Precio en barra equivalente de MT <u>VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN</u> (Res. 002-93 P/CTE) + VAD Media Tensión
TARIFAS PRACTICABLES: Ajuste de las tarifas de referencia a los principios de : Neutralidad Equidad Eficacia Ademas a las restricciones: Políticas Sociales Financieras	+ Pérdidas Media tensión + VAD Baja tensión + Pérdidas Baja Tensión = TARIFAS A CLIENTES FINALES

Fuente: Comision de Tarifas Electricas, Ministerio de Energia y Minas
Elaboracion Propia

8.2.2 FACTOR SOCIAL

1. Crecimiento Demográfico

El área de concesión de Hidrandina S.A. cuenta a 1994 con el 15.71% de la población del país, es decir, 3,528,000 habitantes . La proporción urbano/rural es de 51.80% y 48.20% respectivamente. En los departamentos de Ancash, La Libertad y Cajamarca el incremento poblacional a nivel departamental entre 1981 y 1993 ha tenido el siguiente comportamiento:

Ancash 1.1%

Cajamarca 1.7%

La Libertad 2.0%

El consumo per cápita anual de electricidad en el Perú es de 642 KW-H⁷ y la población viene creciendo a una tasa constante promedio de 2.1%⁸ al año, y podemos deducir que el incremento de la demanda ha sido mayor a 3% . En el área de concesión de Hidrandina S.A, a 1993 tenemos que el coeficiente de electrificación por departamento es de: La Libertad 55%, Ancash con 45% y Cajamarca con 22%. El crecimiento poblacional lleva consigo el incremento del número de viviendas, las cuales van a demandar el consumo de energía eléctrica para el desarrollo de sus actividades diarias, sociales y culturales. Sin embargo, en el último censo se ha registrado que existe un alto porcentaje de viviendas que no cuentan con el servicio de energía eléctrica. El consumo por vivienda es de 2.7 MWH anual, esto

⁷ Consumo para el año 1991, fuente: Ministerio de Energía y Minas

⁸ Compendio Estadístico, Censo 1993 ,INEI

representa una demanda de energía por satisfacer de 845,386 MWH anual.

2. Migraciones.

Del total de población de La Libertad, Cajamarca y Ancash, la población migrante representa el 5%, 2.1% y 2.7% respectivamente. Para las empresas del sector eléctrico, el abandono rural es una fuente de problemas no sólo por el hecho del éxodo provocado hacia las ciudades y sus consecuencias, sino por la existencia de familias viviendo en zonas marginales, lo cual da lugar a la aparición de conexiones clandestinas que dificultan más aún los esfuerzos por satisfacer la demanda de energía eléctrica.

3. Delincuencia

La delincuencia o robo en el área de concesión es un factor relevante para la Empresa por el costo que representa la reposición de los materiales robados. Desde hace tres años se vienen produciendo actos delictivos en toda la región. Así tenemos que en La Libertad, desde enero de 1994 a la fecha, se han robado un total de 39,510 metros de conductor (cable aéreo) cuya reposición tuvo un costo de 319,967 nuevos soles. También se ha producido la pérdida continua de transformadores, fotoceldas y otros activos⁹. Asimismo, en Chimbote entre enero y marzo de 1995, desaparecieron entre 1,000 y 1,500 metros de cable, siendo el costo US\$ 5,927¹⁰.

⁹ Informe del área de seguridad y control, Hidrandina S.A.

¹⁰ Afirmación de Gerente de Zonal Ancash Costa, en reunión de trabajo, Marzo 1995

4. Ingresos promedio.

La morosidad en la empresa llega al 34.21% de la facturación mensual, una de las causas es el nivel de ingresos de los hogares de la región. El PEA en el área de concesión de la empresa es de 1,009,803 habitantes que representa el 14.20% del PEA nacional.

Los ingresos promedio por hogar para el departamento de La Libertad es de S/ 538.2 nuevos soles trimestral. Este factor es una de las causas de la alta morosidad.

8.2.3 FACTOR ECONÓMICO

1. Producto Bruto Interno

En el país, el Producto Bruto Interno está alcanzando mayores niveles con respecto a los períodos anteriores, el crecimiento del país en 1994 fue del orden del 12.7%. Estos indicadores se encuentran relacionados con el crecimiento del sector eléctrico, debido a que explican la mayor actividad de los sectores productivos y, por consiguiente el incremento de los requerimientos de energía.

En el área de operaciones de Hidrandina S.A, el PBI llegó a incrementarse en 11.7%, siendo el sector manufacturero el que tuvo un crecimiento de 19%, y el índice PBI per cápita es de 0.145 .

2. Demanda Eléctrica.

Entre 1990 y 1993, el incremento de la demanda eléctrica fue de 10.4%, que en promedio anual significa 3.8%. Las proyecciones hacia el año 2000, de acuerdo al Ministerio de Energía y Minas, indican que la tasa de crecimiento es del 5.1% como promedio anual.

El Ministerio de Energía y Minas basa las proyecciones de la demanda en los resultados obtenidos a partir de un modelo econométrico que, empleando la data histórica, explica el comportamiento de la demanda a través del crecimiento de la población y el crecimiento de la economía reflejado en el Producto Bruto interno¹¹.

Es conveniente hacer referencia, que existen posibilidades de implantar un programa de racionamiento de energía eléctrica a partir del año 1996. Será necesario implantarlo en caso que la demanda de energía en crecimiento, del orden del 5.1% proyectado para el área de influencia del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), no fuera cubierta¹² al no ser previstas oportunamente las correspondientes inversiones en generación y transmisión que prevé el Programa Referencial de Expansión¹³. En los cuadros Nos 4.26 y 4.27 se presenta la proyección de demanda en potencia y energía para los períodos 1994-2008 para tres escenarios, tendencial, base y alto basada en resultados obtenidos a partir de un modelo econométrico que, empleando la data histórica, explica el comportamiento de la

¹¹ Plan Referencial de Electricidad, Ministerio de Energía y Minas, Octubre de 1994

¹² MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, Plan Referencial de Electricidad, actualizado a Oct 1 994, Lima Oct 1 994, p. 9-11.

¹³ Ibid., p. 13-36.

demanda a través del crecimiento poblacional y el crecimiento de la economía reflejado en el producto bruto interno (PBI)¹⁴, donde se puede apreciar el déficit a partir del año 1996. Asimismo, existen autoprodutores registrados que cuentan con grupos térmicos que pueden generar 29.5 Mw en La Libertad (6 fábricas) y 11.6 Mw en Ancash Costa (17 fábricas)¹⁵, haciendo un total de 41.1 Mw que representan el 23 % del total de la máxima demanda de Hidrandina S.A.

3. Inversión.

Tres leyes regulan la inversión extranjera en el Perú; el DL 662 que aprueba un régimen de promoción de inversión extranjera; el DL 757, que amplía los alcances del DL 662 y el DL 668 que establece libertad de comercio y disponibilidad de moneda extranjera. Estos favorecen la posibilidad de que las empresas eléctricas puedan comportarse como entidades inversoras dentro de un ambiente competitivo.

Las principales inversiones del sector eléctrico durante 1994¹⁶ fueron las siguientes:

- Edelsur, con un plan de inversiones de cuatro años que en total llegan a la suma de U\$ 200 millones, para ampliación de sus redes eléctricas en su área de concesión. Esto implicó una inversión de U\$ 10 millones en 1994 y demandará U\$ 30 millones en 1995.

¹⁴ Ibid., p. 5-8.

¹⁵ HIDRANDINA S.A., Archivo Oficina Técnica.

¹⁶ Ver Perú Económico, Enero 1995, pag. 19

- Southern, con inversión en la ampliación de su potencia instalada en 40MW.
- El Ministerio de Energía y Minas ejecutó 240 proyectos de electrificación rural, con una inversión de S/. 365 millones, financiada principalmente por el Fonavi, BID y el Tesoro.

8.2.4 FACTOR TECNOLÓGICO.

La complejidad de las actuales formas de generación y distribución de energía implica el uso de la electrónica en el control de producción, en las teledidas, en las teleseñalizaciones. Sin la aplicación de la tecnología electrónica, la realización de centrales térmicas, nucleares o hidráulicas sería mucho más costosa.

Asimismo, está presente el desarrollo de las denominadas energías alternativas, como el caso de generadores fotovoltaicos, que no son más que semiconductores y circuitos integrados que presentan una estructura de propiedades tales que, al incidir la luz sobre ellos generan un determinado voltaje a una potencia determinada y cantidad de energía¹⁷.

Otro avance tecnológico es el uso de los aerogeneradores aprovechando la fuerza eólica para la producción de energía. Consiste en una turbina eólica la cual transforma la energía del viento en energía mecánica y acoplada a un generador eléctrico de corriente continua éste es convertido en energía eléctrica.

¹⁷ La Era Electrónica, Revista Electrónica, Marcombo S.A.

Estas fuentes alternativas representan un entorno tecnológico favorable para incrementar la oferta de energía.

Por otro lado, la tecnología actual aplica los criterios de control y adquisición de datos a la industria e igualmente a la generación y a la distribución de energía para la reducción de costos a través de sistemas como el EMS (Energy Management System) ¹⁸, usado en los Estados Unidos que controlan el tráfico de energía desde las diferentes fuentes para las diversas cargas del sistema.

Los equipos SCADA, empleados en Finlandia en su centro nacional de control, ¹⁹ permiten el control a distancia de las operaciones tanto de las redes de transmisión como de las redes de distribución. En ellos se muestra, en las pantallas de las computadoras, los estados de los nodos, líneas y el estado general de la red que permiten manejar la información para la realización de maniobras y recuperación del sistema, en caso de fallas del mismo, de manera que mejora la performance.

El sistema desde el centro de control, realiza las lecturas de energía, potencia y temperatura de los equipos; también realiza las operaciones de apertura y cierre a distancia permitiendo mejorar los planes de mantenimiento, el tiempo de respuesta a posibles contingencias se reduce enormemente con su sistema post mortem review.²⁰. En el

¹⁸ Computer Applications in Power, IEEE April 1990

¹⁹ Transaction on Power System, IEEE August 1986 - pag 298 - 301

²⁰ Sistema que reporta información cinco minutos antes y después de producida la falla.

cuadro 4.8 se resume las ventajas y desventajas de la tecnología usada en el sector.

8.3. POSICIÓN ESTRATÉGICA EXTERNA

La empresa se encuentra en una posición estratégica externa donde las oportunidades son mayores que los riesgos. En el cuadro No. 8.5 se muestran los resultados del taller de planeamiento estratégico en el cual se determinó las oportunidades y riesgos claves para determinar la posición externa de la empresa.

Los resultados indican un promedio ponderado final de 2.53, puntaje mayor que el promedio que es de 2.5; sin embargo, el entorno presenta riesgos que pueden afectar la viabilidad de la empresa a mediano plazo, ya que tiene que hacer frente a la existencia de un sólo proveedor, para poder ampliar su frontera eléctrica.

Por otro lado la empresa tiene oportunidades que puede aprovechar como la existencia de una demanda insatisfecha, el proceso de privatización que permite acceder a capitales privados y las nuevas tecnologías, las cuales proporcionarán futuros beneficios para la empresa.

**CUADRO No. 8.5 - HIDRANDINA S.A.
MATRIZ DE EVALUACIÓN DEL FACTOR EXTERNO (EFE)**

RIESGOS Y OPORTUNIDADES	PESO	RATING	PESO PROMEDIO
RIESGOS			
• Existe una oferta de energía limitada	0.15	1	0.15
• Un solo proveedor de Energía	0.14	1	0.14
• El poder de negociación de los clientes libres	0.10	2	0.20
• Fenómenos de la naturaleza alteran el servicio	0.05	2	0.10
• Idiosincrasia de la población	0.06	2	0.12
• Geografía Regional.	0.03	2	0.06
OPORTUNIDADES			
• Atractivo del sector eléctrico	0.07	4	0.28
• Nivel de demanda insatisfecha	0.12	4	0.48
• La nueva legislación permite la inversión privada	0.16	4	0.64
• El sistema de comercialización y distribución presenta un oligopolio	0.05	3	0.15
• La aplicación de nuevas tecnologías permitirá un manejo mas eficiente del sistema.	0.07	3	0.21
PROMEDIO TOTAL	1.00		2.53

FUENTE: Taller de Planeamiento Estratégico, Hidrandina S.A., Trujillo, marzo 1995

Nota: Mayor riesgo:1, Menor riesgo:2, Menor oportunidad:3 y mayor oportunidad: 4

8.5. DESARROLLO DE ESCENARIOS

El desarrollo de escenarios también se trabajó con los Directivos. De los 12 escenarios posibles (Ver anexo 1) finalmente se consideraron los siguientes:

Escenario más Probable: ESCENARIO 4

“ LIMITADA INVERSIÓN EN GENERACIÓN; HAY ESTABILIDAD POLÍTICA; CRECE EL NIVEL DE DEMANDA; SE MANTIENE LA CAPACIDAD ADQUISITIVA Y SE PRIVATIZA LA EMPRESA”

Escenario Optimista: ESCENARIO 1

“ AUMENTA LA INVERSIÓN EN GENERACIÓN; HAY ESTABILIDAD POLÍTICA; CRECE EL NIVEL DE DEMANDA; AUMENTA LA CAPACIDAD ADQUISITIVA Y LA EMPRESA SE PRIVATIZA”

Escenario Pesimista: ESCENARIO 11

“LIMITADA INVERSIÓN EN GENERACIÓN; NO HAY ESTABILIDAD POLÍTICA; CRECE EL NIVEL DE DEMANDA; CAE CAPACIDAD ADQUISITIVA Y NO SE PRIVATIZA LA EMPRESA”

8.5.1 ANÁLISIS DE ESCENARIOS

Para el análisis se tomará en cuenta el escenario pesimista. “Trabajar con el escenario pesimista me permite prepararme para enfrentar y

manejar cualquier contingencia que se presente en el futuro, el cual nos presenta un panorama con muchos riesgos en el entorno. Este es el **Escenario 11: "LIMITADA INVERSIÓN EN GENERACIÓN; NO HAY ESTABILIDAD POLÍTICA; CRECE EL NIVEL DE DEMANDA; CAE LA CAPACIDAD ADQUISITIVA Y NO SE PRIVATIZA LA EMPRESA"**

A. Estructura futura del sector industrial.

Las barreras de entrada se reducen, en especial lo referente a la exclusividad en la concesión para las empresas distribuidoras, ante resultados negativos en la gestión empresarial, las empresas distribuidoras pueden perder la condición de exclusividad de la concesión en una área geográfica determinada.

También se produce un incremento en las expectativas por parte de inversionistas atraídos por el aumento de demanda de energía y precios reales.

Se incrementa la actividad en el sector; existe un mayor número de competidores quienes buscan reducir sus costos con el fin de lograr mayor eficiencia.

El uso de productos sustitutos se incrementa; especialmente los grupos electrógenos.

El poder de negociación de los proveedores se incrementa.

Se produce un racionamiento de energía para los clientes.

B. Atractivo estructural.

De mucha inversión, poco riesgo y utilidades futuras si se busca viabilidad para el sector. Atractivo a mediano plazo.

C. Fuente de ventajas competitivas.

- Eficiencia en el manejo empresarial y optimización en la estructura de costos.
- Legislación definida que incentiva la competitividad.
- Fortalecimiento de los mecanismos de negociación con los clientes.
- Tecnología de información.
- Consolidar la imagen de la empresa.
- Utilización de la capacidad instalada.
- Impulso de inversiones en generación.
- Know How y experiencia en el sector.

CAPITULO 9

ANÁLISIS INTERNO

El presente capítulo estudia el clima organizacional y el liderazgo. Para ello se empleó tres pruebas: WOOTON (Tipología Organizacional), LASI (Liderazgo) y LIKER (Clima Organizacional). Asimismo, se aplicó entrevistas informales y encuestas, a través de las que se pudo determinar que la empresa presenta una posición débil.

En los últimos años, el sector electricidad ha pasado de ser estable, en donde se podía predecir el comportamiento de la demanda y las variables macro económicas que lo afectaban, donde una dirección mecanicista orientada a las tareas podía dar buenos resultados, a convertirse a un esquema turbulento, donde el crecimiento del mercado es más rápido e impredecible, con leyes y tecnologías que cambian rápidamente y donde el esquema mecanicista no daría buenos resultados por ser demasiado lento para reaccionar y adaptarse.

En este tipo de ambientes turbulentos, es más adecuado un esquema orgánico que sea contingente y reaccione con mayor velocidad a las diferentes circunstancias que le presenta el entorno.

En este proceso de adaptación se ha quedado HIDRANDINA S.A., que mantiene esquemas burocráticos de la antigua administración estatal y le es difícil percibir los cambios que debe dar. Esto se manifiesta en un

ambiente organizacional débil y esquemas de liderazgo orientados a tareas .

De las conversaciones y encuestas realizadas a personal de diferentes áreas se obtuvo los siguientes comentarios: "No encontramos el camino de la independencia económica", "Viene la privatización y la gente no sabe cual será su futuro", "Existe poca comunicación con los trabajadores", "No se cumplen las metas", "Hay desconocimiento de la capacidad del personal", "Existe sicosis en todo el personal". Estos comentarios muestran un clima organizacional no muy favorable para el desarrollo de las actividades, que reduce la motivación del personal e incide en la productividad de la empresa.

En cuanto a la gestión en el período 1994, la rentabilidad general o rendimiento sobre la inversión (ROI), determinada por la relación de la Utilidad del Ejercicio entre el Activo Total, ha sido sólo del 1.95%, a pesar que Electroperú viene aplicando factores de cobertura sobre el costo objetivo. En la práctica, no es otra cosa que una subvención del orden de S/. 1'200,000 mensuales¹. De no haberse aplicado el referido factor por parte de Electroperú, la rentabilidad general hubiera sido negativa, dada la utilidad del ejercicio de 1994 de S/. 7'128,640.

Asimismo, el nivel de pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución (pérdidas técnicas y no técnicas) ha llegado al 29.29%; el atraso de la cobranza, a 74 días y la eficiencia de cobranza, al 65.8%.

¹ Según facturas emitidas por Electroperú por venta de electricidad.

Estas cifras ubican a Hidrandina S.A. entre las empresas distribuidoras de energía eléctrica mas rezagadas en estos aspectos.

Se puede afirmar que, en el mismo período, Hidrandina S.A. ha desarrollado sus actividades sobre la base del 45% de su recurso potencial (energía disponible). Esto se puede explicar con la eficiencia de Facturación-cobranza, que es la eficiencia desde la recepción de la energía eléctrica hasta la cobranza (Efic. Facturación x Efic. Cobranza), que se ha calculado en 45%. Es lo mismo decir, que Caja ha dejado de percibir la diferencia del orden del 55% (equivalente en efectivo a 90.42 millones de nuevos soles) en el período 1994.

Por otro lado, se ha encontrado que la calidad del producto (medida por variaciones de tensión) y la calidad del servicio (medida por frecuencias de interrupción) no son las adecuadas.

Hidrandina se organiza en cuatro Gerencias Zonales, con responsabilidad en ámbitos geográficos: La Libertad (todo el departamento); Ancash Costa (Chimbote, Santa, Casma, Huarmey); Ancash Sierra (Callejón de Huaylas y Conchucos) y Cajamarca (Cajamarca, Cajabamba, San Marcos, Celendín, Bambamarca y Contumazá). Las Gerencias Zonales tienen a su cargo desarrollar las actividades de Transmisión, Distribución, Comercialización y Atención al Cliente.

Asimismo, existen otras Oficinas que conforman la llamada 'Sede Empresa', que desarrollan las actividades de planeamiento, control, asesoramiento y apoyo a la Gerencia General y son: Oficina Técnica (estudios y obras de ámbito regional); Gestión y Control de Pérdidas (reducción de pérdidas de energía no técnicas); Administración y Finanzas; Desarrollo Empresarial (planeamiento corporativo, planeamiento eléctrico, capacitación y control de gestión); Informática; Asesoría Legal y Relaciones Públicas.

9.1 CLIMA ORGANIZACIONAL Y LIDERAZGO

9.1.1 Clima Organizacional

La evaluación realizada se basa en pruebas tomadas al personal de la empresa (WOOTON, LASI, LIKERT) y en la información de estudios de mercado realizados y auspiciados por la misma empresa.

En la evaluación se observó que no existe un planeamiento a corto, mediano y largo plazo, acorde con la administración de la empresa. Esto se manifiesta en las políticas no adecuadas de atención a clientes y en la crítica situación financiera.

Según la encuesta realizada por el Ministerio de Energía y Minas ² (Ver Cuadro 9.1), se ubica en penúltimo lugar en imagen ante el público, entre las empresas distribuidoras de energía.

²Encuesta sobre la calidad del mercado Eléctrico, Realizado por el MEM, Abril 1994

CUADRO 9.1
HIDRANDINA S.A.
CALIFICACIÓN POR LA LABOR REALIZADA A LAS EMPRESAS DE
ELECTRICIDAD

1 : muy mala - 2 mala - 3 regular - 4 buena -5 muy buena

EMPRESA	ORDEN	PUNTAJE
EDEL SUR	2	3.3
EDEL NORTE	2	3.3
E. SUR MEDIO	2	3.3
HIDRANDINA S.A.	5	3.0
ELEC. SUR	4	3.1
ELEC. NORTE	6	2.7
E. NOR OESTE	3	3.2
SEAL	1	3.4
E. SUR ESTE.	2	3.3
E. CENTRO	2	3.3
E. ORIENTE	3	3.2

FUENTE: Encuesta Sobre Calidad del Mercado Eléctrico.
MEM, Abril 1994

ELABORACIÓN: Propia

En cuanto a los estilos de liderazgo de los gerentes, la evaluación muestra que estos adoptan una actitud autoritaria hacia sus subordinados, lo que provoca en ellos una actitud recelosa que no facilita la comunicación, hace que la cooperación para el desarrollo de las labores no sea efectiva y la motivación sea baja.

Se observa que la empresa tiene una estructura interna débil, que no le permite generar la variedad requerida para enfrentar su entorno cambiante.

1. Motivación

Para la motivación del personal es predominante el uso de recompensas y castigos ocasionales, y alguna aprobación por el trabajo realizado.

Otro punto evaluado es el hecho de que la responsabilidad se aprecia substancialmente en los niveles ejecutivos más altos y estos se comportan de manera propicia para los logros de los objetivos de la organización. Sin embargo, esta responsabilidad no es compartida por los niveles inferiores de la organización, lo cual influye en su motivación hacia la tarea. Existe algún tipo de trabajo en equipo, pero no es suficiente para lograr mejorar la integración de los distintos grupos de trabajo.

2. Comunicación

La empresa no muestra política de comunicación definida, por lo que la organización no brinda los medios adecuados de colaboración entre los departamentos. El flujo de información es principalmente descendente.

La comunicación que fluye en los niveles superiores no es muy exacta creando ambigüedades a medida que es difundida, a los niveles inferiores.

Los superiores tienen poco conocimiento de lo que sucede a sus subordinados lo que dificulta un real entendimiento de las

situaciones que se puedan presentar al interior de la organización.

3. Toma de Decisiones

La política global se decide en los niveles superiores, pero muchas de las decisiones encuadradas en el marco general se pueden tomar en niveles inferiores, los subordinados nunca se ven involucrados en las decisiones relacionadas a su trabajo, solo muy ocasionalmente se les consulta.

Los objetivos organizacionales se promulgan por órdenes, habiendo poca o ninguna oportunidad de comentarlos. Esto produce que los objetivos sean aceptados, pero en ocasiones con una enmascarada resistencia.

4. Control

Se observa que la empresa no cuenta con un esquema de control ni con un esquema de autoridad sólido, lo que hace difícil la integración de las funciones administrativas. Esto se muestra en que:

- Las funciones de revisión y control están altamente concentradas en la alta dirección de la empresa.
- La información de productividad y costos se utiliza para trazar las políticas de la empresa, con énfasis en el otorgamiento de las recompensas y muy poco para la autodirección del trabajo.

9.1.2 Liderazgo

Existe un esquema de liderazgo tendiente a las muchas tareas (muchas tareas/ muchas relaciones- muchas tareas/ pocas relaciones), esto puede explicar el resultado con respecto a el grado de confianza en los subordinados es condescendiente del tipo usual entre el " amo y el criado".

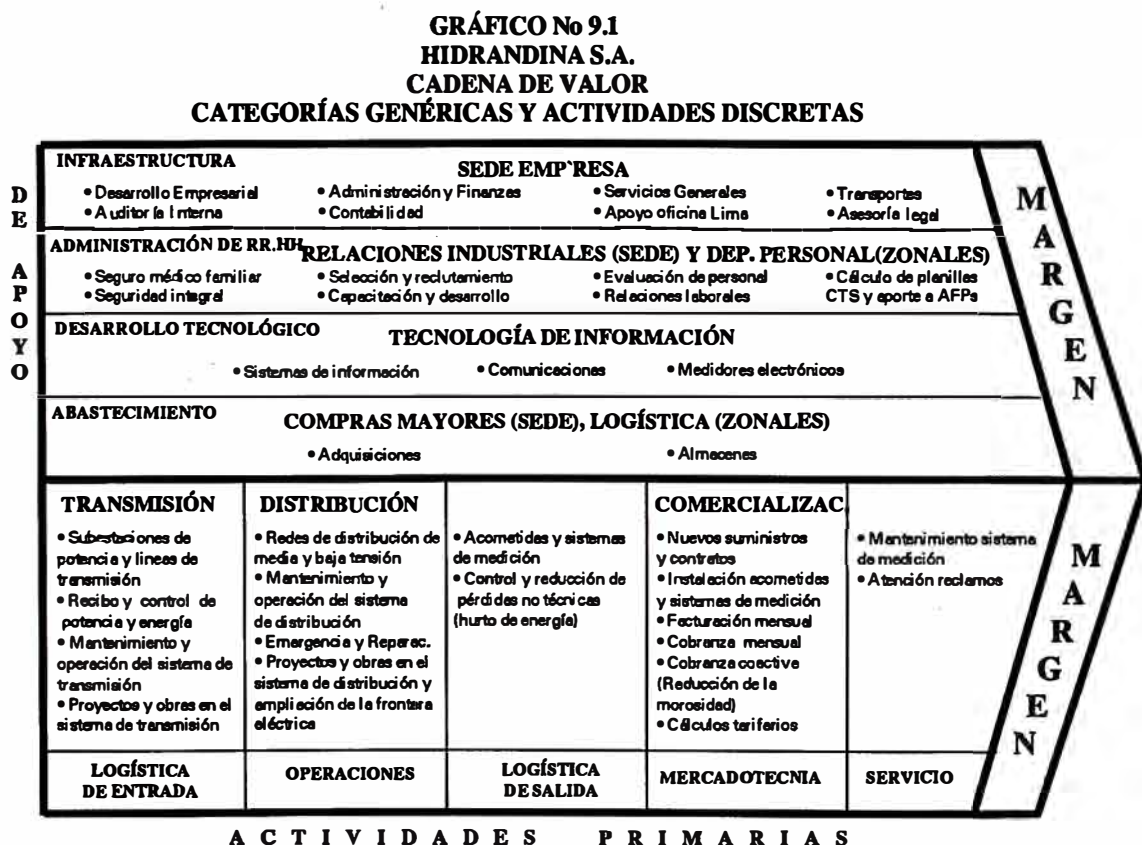
Este tipo de liderazgo se explica por la naturaleza técnica de la labor, pero no existe un equilibrio en los estilos. El 92% de los encuestados tienen el esquema promedio de la evaluación, que resulta muy similar en las tres zonales evaluadas. En este esquema, los líderes se preocupan más por el desarrollo de las tareas que por el desarrollo y capacitación de su personal o por su motivación. Se comprueba en las respuestas de los trabajadores acerca de las tres cosas más importantes negativas: la comunicación, la motivación y el reconocimiento.

En lo que respeta al índice de identificación de percepción, se tiene que el 86% está por debajo de 10 puntos y el 100% por debajo de 15 puntos, con un promedio de 5 puntos sobre 24. Esto nos muestra que el grado de comprensión de la motivación , capacidad y experiencia del personal no es percibida por el líder para adecuar el estilo necesario.

9.2 CADENA DE VALOR

“La cadena de valor disgrega a la empresa en sus actividades estratégicas relevantes para comprender el comportamiento de los costos y las fuentes de diferenciación existentes y potenciales. Una empresa obtiene la ventaja competitiva, desempeñando estas actividades estratégicamente importantes más barato o mejor que sus competidores”³.

En el Gráfico No 9.1 se muestra las actividades primarias y de apoyo.



³ PORTER, Michael E., “Ventaja Competitiva, Creación y Sostenimiento de un Desempeño Superior”, México, CECSA, 1 994, p. 51

9.2.1 ACTIVIDADES PRIMARIAS.

Las actividades primarias son aquellas que están implicadas directamente en la creación de valor del servicio de energía eléctrica y su distribución, venta y servicio posventa al cliente final. En Hidrandina S.A. se han identificado las actividades genéricas de Transmisión (logística de entrada), Distribución (operaciones), Reducción y Control de Pérdidas de Energía (logística de salida), Comercialización (mercadotecnia) y Atención al Cliente (servicio posventa).

1. Logística de entrada: Transmisiones

En seis subestaciones de potencia (S.E.) se recibe la energía eléctrica del único proveedor Electroperú, en niveles de tensión de 138 Kv. 66 Kv. 60 Kv. 13.8 Kv. y 10 Kv. proveniente del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN). Prácticamente el 50 % del total de la energía se recibe en la S.E. Trujillo Norte, a través de la cual se alimenta a la ciudad de Trujillo y otras grandes cargas aledañas . Sólo para casos de emergencia, Electroperú ha previsto cubrir parte de la demanda de la región con cuatro turbogas de 20 Mw cada una, ubicadas una en la S.E. Trujillo Sur y las tres restantes en la S.E. Chimbote 2 (SIDERPERÚ).

En el período 1994, Electroperú ha aplicado factores de cobertura desde 57% a 80% respecto a las tarifas barra, en las facturas que extiende a Hidrandina S.A. por venta de energía eléctrica

destinada al servicio público. El costo promedio de la energía fue de 0.0795 S./Kwh para servicio público, con factor de cobertura de 0.8 (0.0994 S./Kwh sin factor de cobertura) y de 0.1051 S./Kwh para venta libre, con un promedio total de 0.08285 S./Kwh correspondiente a noviembre de 1994.⁴

Sin embargo, el costo promedio del mismo año fue de 0.072 S./Kwh, registrando el costo promedio más altos de 0.0994 S./Kwh. en la Zonal de Cajamarca. Fue la Zonal La Libertad la que contribuyó con el orden del 60 % del total de máxima demanda de potencia, energía y costo.

Según el diagrama unifilar del sistema de transmisión de Hidrandina S.A. se puede apreciar las capacidades nominales. Al respecto, la línea B131-A de 138 Kv. que va desde la S.E. Trujillo-Norte hasta la S.E. Trujillo-Sur, registra cargas del 145 % respecto de la nominal, situación que está generando fallas seguidas en el abastecimiento de energía a las S.E. Trujillo-Porvenir y Trujillo-Sur.

Hidrandina S.A. tiene una participación del mercado del SICN del 7.2 % en energía y del 9.1 % en potencia. La utilización de la capacidad instalada en energía, medida por el Factor de Utilización (FU), es baja en términos generales, con excepción del valor registrado en las grandes Industrias.

⁴ Según facturas No 005-000274, 005-000275 y 005-000276 correspondientes a noviembre 1 994

Tal es así que el FU es de 0.58 para la LT B131-A; de 0.68 para el lado de 10 Kv. de la S.E. Trujillo-Norte; de 0.45 para Cajamarca; de 0.52 para Pacasmayo; de 0.49 para Virú; de 0.58 para Guadalupe Pueblo, de 0.81 para la S.E.MOTIL y 0.78 para Santiago de Cao (TRUPAL)⁵

2. Operaciones: Distribución

En términos generales la calidad del producto, medida por variaciones de tensión, y la calidad del servicio, medida por frecuencias de interrupción por diferentes motivos, no son los adecuados.

Los concesionarios de distribución están obligados a garantizar la calidad del servicio que fije su Contrato de Concesión⁶, reflejado en un suministro continuo, oportuno, suficiente y que cumpla con las siguientes condiciones⁷

- a) Caída de tensión máxima de 3.5 % y 5 % en los extremos de la red primaria y secundaria respectivamente.
- b) Una frecuencia nominal de 60 hertzios (Hz)⁸, con variación instantánea máxima de 1 hertz, que deberá recuperarse en un período máximo de 24 horas.

⁵ HIDRANDINA S.A., Gerencia Zonal La Libertad, Archivo Departamento de Transmisión.

⁶ LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD, Art. 34, Inc. (c).

⁷ D.S. No 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Art. No 64.

⁸ Hertzios unidad de medida de frecuencia en ciclos /segundo.

En relación a la condición (a), en el año 1 994 se tomaron muestras en Trujillo (18), Chimbote (11), Cajamarca (2) y Huaraz (3) para registrar mediciones de variaciones de tensión a lo largo de siete días seguidos en las redes secundarias. Se encontró “.. grandes variaciones de voltaje máximos y mínimos en un período de 1.5 horas, variaciones que son debidas a similares variaciones en las redes primarias”. Por otro lado, “..en algunos lugares de Trujillo existen marcadas diferencias en los niveles de tensión máximos y mínimos en un día, debido en gran parte a la antigüedad y sobrecarga de algunas redes secundarias”⁹.

En cuanto a las mediciones de las redes primarias, se realizaron 39 registros en total, seleccionados en puntos desfavorables por longitud de línea y carga correspondiente a las cuatro zonales, en un número de 36 en Trujillo y Chimbote, y los 5 restantes en Cajamarca y Huaraz. Las mediciones se efectuaron continuamente a lo largo de siete días, con toma de lecturas cada 1h 30 min. Se observó que en la ciudad de Trujillo los circuitos radiales pertenecientes a la SE Trujillo Sur presentaban niveles altos de tensión, por motivos que uno de los transformadores de potencia funcionaba en una posición fija de taps por desperfectos del regulador automático¹⁰.

⁹ SGS DEL PERÚ S.A., Informe Final de Auditoría e Inspectoría a Hidrandina S.A. -1 994 No HD-SGS-001/95, Resultados de la Aplicación de la Guía de Fiscalización, 1 995, p. 173-177.

¹⁰ Ibid., p.178-184.

Los registros mostraron que el tiempo fuera del rango de tensión de las redes secundarias fue del 32.35% para la muestra de Trujillo; del 28.6% para la de Chimbote; del 14.6% para la de Cajamarca y del 48.8% para la de Huaraz. En los correspondientes a las redes primarias se encontró que el tiempo fuera del rango de tensión fue del 49.43% para la muestra de Trujillo; del 27.9% para la de Chimbote; del 6.7% para la de Cajamarca y tiempos despreciables para Huaraz.

Estos valores son altos comparados con el valor referencial del 5%, especialmente si se considera el caso de la red primaria de Trujillo, cuyo nivel de tensión se encuentra fuera de rango en la mitad del tiempo total del servicio. La cantidad de variaciones fuera de rango admitido fue de 15.1 veces cada día en cada registro obtenido, utilizando un período de 1.5 Hrs entre mediciones. Se consideró un valor alto si se le compara con el valor referencial de 2 para el año 1 995¹¹.

En relación a la condición (b), en el mismo período se tomaron registros de frecuencia en 10 oportunidades continuamente a lo largo de 24 horas. Se registró una mayor frecuencia de 60.4 Hz y una menor de 59.4 Hz.; es decir, las variaciones de frecuencia no sobrepasan los rangos máximos y mínimos permitidos (61 Hz y

¹¹ Ibid., Resultado de los Indicadores de Evaluación, p. 2-4.

59 Hz). Se debe señalar asimismo que los registros de frecuencia medidos pertenecen al del SICN¹².

Por otro lado, en cuanto a la calidad del servicio, esta es medida por los indicadores de: frecuencia media de interrupción por subestación de distribución instalada (FMIT) y por Kva instalado (FMIK); valores referenciales de 6 veces para el FMIT y 4 veces para el FMIK, resultados del período 1994. Se encontró que la Zonal La Libertad tiene regulares indicadores, en contraposición de lo que ha sucedido con el resto de zonales

3. Logística de salida: Control de Pérdidas de Energía.

El nivel de pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución (pérdidas técnicas y no técnicas) registró el 29.29 % en el período 1994 . Con ello Hidrandina S.A. se situó en una posición desfavorable en comparación con resto de empresas distribuidoras

En 1992 se realizaron estudios en las ciudades de Trujillo y Chimbote con la finalidad de identificar las pérdidas de energía. Se concluyó que las pérdidas técnicas se encontraban en el nivel de 7.4% en Trujillo¹³. Asimismo, SGS señala que estas pérdidas

¹² Ibid., Resultados de la Aplicación de la Guía de Fiscalización, p.185-186.

¹³ CENERGÍA, Proyecto Mejora de los Sistemas Regionales de Distribución Eléctrica del Perú, Informe Ejecutivo, Lima, jul 1994.

se encuentran en el orden del 8.01%¹⁴, y por tanto, las pérdidas no técnicas (hurto de energía) deberían encontrarse entonces en el orden del 21 %.

La Zonal La Libertad tiene una incidencia del 69 % del total de pérdidas en distribución, seguida de la Zonal Ancash Costa con el 20% . A nivel de ciudades, Trujillo tiene una incidencia del 57%; Chimbote con el 18% y Guadalupe y Huaraz con el 6%¹⁵.

Hidrandina ha implementado la Oficina de Gestión y Control de Pérdidas de Energía, la cual ha priorizado justamente atacar los problemas relacionados con el hurto de energía, a través de la ejecución de Proyectos Especiales, tales como: Clientes Mayores, Clientes Medianos, Suministros Colectivos Provisionales, Selección Paramétrica, Pensión Fija y Control a través de Circuitos Primarios.

4. Mercadotecnia. (Comercialización)

A nivel de empresa, podemos afirmar que la gestión comercial es pobre, situación que se refleja en los tiempos de ciclos prolongados innecesariamente en la atención de nuevos suministros, en el proceso de facturación, así como en las elevadas tasas de morosidad.

¹⁴ SGS DEL PERÚ S.A., Informe Final de Auditoría e Inspectoría a Hidrandina S.A. -1 994 No HD-SGS-001/95, Resultado de la Aplicación de la Gufa de Fiscalización, 1 995, p. 168.

¹⁵ HIDRANDINA S.A., Plan de la Oficina de Control de Pérdidas- 1 995, Trujillo, ene 1 995.

La estructura del mercado en el área de concesión de Hidrandina S.A. muestra que: a) Solo 11 clientes se encuentran en el mercado libre; representan el 17.6% del total de la energía vendida y el 13% del total de la facturación en soles. b) Existen 602 grandes clientes agrupados en el mercado libre y en el mercado regulado en alta tensión y media tensión; representan el 0.28% del total de clientes, el 48.3% del total de la energía vendida y el 36.9% del total de la facturación en soles. c) Los clientes no domésticos, el 9.45% de clientes representan el 65.8% del total de la energía vendida y el 57.4% de la facturación en soles. Existen 52 clientes que registran máximas demandas mayores a 500 Kw (incluye clientes libres) que han tenido un consumo total de 252 Gwh que representa el 42 % del total de la facturación¹⁶.

Si bien es cierto se ha implementado dos carteras en la facturación: "Clientes Importantes" y "Clientes Comunes" que podría explotar adecuadamente la distribución arriba mencionada, en la práctica existe poca diferenciación en la atención de los mismos.

La atención de "Nuevos Suministros" no es la adecuada. El proceso completamente manual que se viene aplicando es prácticamente una barrera ante los mejores intentos que pueda

¹⁶ Información analizada de la base de datos de la Cartera de Clientes Importantes de La Libertad y Ancash Costa.

desplegar el personal. Se refleja además en pérdidas de imagen institucional, en pérdidas de tiempo, costo y calidad de atención. Tal es así que el tiempo del ciclo promedio de atención de nuevos suministros de hasta 50 Kw. es de 33 días hábiles, y de más de 50 Kw. es de 168 días hábiles¹⁷.

Los padrones de clientes no se encuentran debidamente organizados y depurados. Además existe insuficiencia en el número de medidores de energía, que se estima en 30,000, en la Zonal La Libertad¹⁸ equivalente al 15% del total de clientes. Esta situación dificulta la toma de lectura (mensual) ágil y confiable por parte de los contratistas de este servicio, a pesar que se viene aplicando la toma de lectura mecanizada en forma parcial. El tiempo del ciclo, desde la toma de lecturas hasta la emisión de las facturas varía entre 6 a 15 días¹⁹. Al adicionar los 15 días de plazo de pago que la ley dispone²⁰, Hidrandina S.A. prácticamente otorga a sus clientes un crédito de un mes, con obvias consecuencias en la liquidez de la empresa.

El atraso en la cobranza, determinado por la relación entre las cuentas por cobrar comerciales (cartera morosa) y la facturación mensual multiplicado por 30 días, presenta un nivel de morosidad equivalente a 74 días de atraso en la cobranza. Este ratio,

¹⁷ SGS DEL PERÚ S.A., Informe Final de Auditoría e Inspectoría a Hidrandina S.A. -1 994 No HD-SGS-001/95, Resultado de los indicadores de Evaluación, p. 08.

¹⁸ HIDRANDINA S.A., Plan Operativo y Presupuesto 1 995, Trujillo Ene 1 995, p. 013.

¹⁹ HIDRANDINA S.A., Evaluación Plan de Gestión al IV Trimestre 1 994.

²⁰ D.S. No 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Art. No 175.

similar al correspondiente al año 1993, ubica nuevamente a Hidrandina S.A. entre las empresas distribuidoras de energía eléctrica del país mas rezagadas en este aspecto (Ver Cuadro No 5.9)

La eficiencia de cobranza en el período 1994 fue del 65.8%, o que es lo mismo decir, que la morosidad llegó al 34.2% . Este ratio fue inferior al del año 1993 (87.5%) pero similar al del año 1992 (66.5%)²¹. La Zonal La Libertad tuvo la mayor incidencia con el 66.03% (25.49 millones de S/.) del total de la morosidad (S/ 38.6 millones). Al analizar la estructura de cobranza de esta zonal encontramos que sólo el 35.1% de la facturación del mes se cobra en su respectivo mes, situación que convierte a la morosidad en un mal endémico.

Hidrandina S.A. ha desarrollado sus actividades sobre la base del 45% de su recurso potencial (energía disponible). Esta afirmación se puede explicar con la eficiencia de Fact.-cobranza, que es la eficiencia desde la recepción de la energía eléctrica hasta la cobranza (Ef. Facturación x Ef. cobranza). Esta se ha calculado en 45%, o que es lo mismo decir, se ha dejado de percibir en caja la diferencia del orden del 55% en el período 1994, equivalente en efectivo a 90.42 millones de nuevos soles.

²¹ HIDRANDINA S.A., Memoria Anual 1993.

El 80 % de la deuda morosa se encuentra distribuida en el 23% de clientes. Se ha realizado un análisis de las cuenta corriente de las Carteras de Clientes importantes de La Libertad y Ancash Costa, y Clientes Comunes de Trujillo y Chimbote, encontrándose que existen 46,937 clientes con deudas atrasadas, de los cuales el 3.48% y el 23.53% deben el 50% y 80% del total de la cuenta referida respectivamente

5. Servicio Posventa

En términos generales, podemos afirmar que la atención al cliente no es la adecuada, reflejándose en largas colas, especialmente en los últimos días de pago y en la imposibilidad de hacer seguimiento eficaz a los reclamos (se sabe cuándo un reclamo se recibe, pero no cuándo se atenderá).

El tiempo del ciclo promedio en la atención de los reclamos sobre la calidad del servicio prestado es de 17.63 días, medido en una muestra de 11 reclamos presentados por escrito²². Asimismo, los reclamos por errores de facturación son atendidos en ventanilla, refacturándose para los casos procedentes en plazos menores a los tres días. Sin embargo, la empresa no lleva un registro y control de los mismos de manera que facilite determinar el tiempo promedio del ciclo de la correspondiente atención²³.

²² SGS DEL PERÚ S.A., Informe Final de Auditoría e Inspectoría a Hidrandina S.A. -1 994 No HD-SGS-001/95, Resultado de la Aplicación de la Guía de Fiscalización, 1 995, p. 134-135.

²³ Ibid., p.145.

9.2.2 ACTIVIDADES DE APOYO

Las actividades de apoyo, que sin crear valor al servicio de energía eléctrica, soportan o auxilian a las actividades primarias con los elementos y condiciones apropiadas que influyen en el costo y competitividad. Es decir, las actividades de apoyo proporcionan bienes y servicios adquiridos, tecnología, recursos humanos y otras funciones de nivel general, como planeamiento, finanzas, contabilidad, servicios generales y asesoría legal entre otros.

Estas actividades pueden brindar apoyo específico a cada una de las actividades primarias o entre sí, o brindar un apoyo general a la cadena de valor en toda su extensión tal como sucede con la actividad Infraestructura Empresarial.

1. Abastecimiento

Ante la ausencia de una de las actividades de Gestión Previsional y Control de Inventarios, las adquisiciones de bienes y servicios en Hidrandina S.A. no son planificadas ni programadas, lo que ha generado "... que los almacenes se encuentren generalmente desabastecidos y se haya convertido prácticamente en una rutina el efectuar la compra de los bienes de acuerdo a las necesidades del momento, originando descontrol, desorden e incremento de la carga de trabajo del personal encargado de las adquisiciones." Como consecuencia, al no contar con los

materiales y repuestos en la oportunidad requerida, se incide desfavorablemente en la continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica.²⁴

Del estudio realizado en julio de 1994 por la consultora KIOMARK²⁵ se desprende, además, otras deficiencias: los almacenes que conforman el Sistema de Abastecimiento no cuentan con un Catálogo Uniforme de Materiales; no se efectúan evaluaciones permanentes de la calidad de los materiales adquiridos y recibidos por los almacenes; no existe una codificación uniforme para los materiales de stock; no se cuenta con apoyo de tecnología de información para automatizar sus operaciones; ni tampoco existe una política de recuperación de materiales ni para el tratamiento del material en desuso lo que provoca su acumulación.

La actividad de abastecimientos que se trata en esta parte del trabajo, está relacionada con la función de adquisición de materiales, repuestos, equipos, combustibles y lubricantes y contratación de servicios (bienes y servicios). Son efectuadas principalmente por el departamento de Compras Mayores de la Oficina de Administración y Finanzas, subordinada a la Gerencia General, dirige en forma exclusiva las Licitaciones y Concursos

²⁴ KIOMARK S.R.L. Consultores de Empresas, Estudio de Reestructuración del Sistema de Abastecimientos de Hidrandina S.A., Trujillo, jul 1 994, p.15.

²⁵ KIOMARK S.R.L. Consultores de Empresas, Análisis de Situación del Sistema de Abastecimientos de Hidrandina S.A., Trujillo, 1 994, p.26-28.

Públicos de la empresa y todo tipo de adquisiciones de la Zonal La Libertad. El resto de zonales cuenta con una sección de Logística que realiza las mismas funciones pero, con los límites establecidos por la Alta Dirección, hasta niveles de gastos fijados por la modalidad de Adjudicación Directa del RUA.

La distribución de costos operativos generados por adquisición de bienes y servicios, descontando los costos de Recursos Humanos y compra de energía eléctrica, representan el 15 % del costo total del servicio .

2. Desarrollo de Tecnología

En Hidrandina S.A. no existe una dependencia que se encargue del desarrollo de tecnología entendido como "... un rango de actividades que pueden ser agrupadas de manera general en esfuerzos por mejorar el producto y el proceso"²⁶. Felizmente, por motivos inherentes a las responsabilidades del mismo trabajo, esta actividad se encuentra distribuida entre las oficinas Técnica, Informática y Control de Pérdidas.

La Oficina Técnica cuenta con un "Know How" desarrollado a través de años de experiencia en la elaboración de proyectos y ejecución de obras en generación, transmisión y distribución. A manera referencial podemos citar que vienen ejecutando las Minicentrales Hidroeléctricas de Cantange (Celendín, Cajamarca)

²⁶ PORTER, Michael E., "Ventaja Competitiva, Creación y Sostenimiento de un Desempeño Superior", México, CECSA, 1 994, p. 59

y Tarabamba (Pataz, La Libertad) de un (1) Mw cada una, y su conclusión está prevista para abril y agosto del presente año respectivamente.

La Oficina de Informática tiene a su cargo el desarrollo del sistema de información orientado a brindar apoyo a las diferentes áreas de la empresa. Ha adquirido, implementado y/o desarrollado software sobre la base de una plataforma de microcomputadoras en red de área local (LAN). Sin embargo, se ha verificado que el apoyo ha llegado solo en forma parcial a las actividades de apoyo (contabilidad, administración de personal) y a Mercadotecnia.

En cuanto a la Oficina de Control de Pérdidas debemos resaltar el liderazgo demostrado en la adquisición de medidores electrónicos, tecnología de punta en el registro del consumo de energía eléctrica, con el único propósito de garantizar un control eficiente en los "Clientes Mayores" que representan más del 50% de la facturación.

3. Administración de Recursos Humanos

Durante el período de 1994, el 34% de los costos en Recursos Humanos se destinaron a las actividades de apoyo y el 66% restante a las actividades primarias. Operaciones registró el mayor porcentaje con el 38.37%, seguido por Infraestructura de la empresa con el 22.25% de un total de 15.5 millones de soles que

recursos humanos en las actividades genéricas de la cadena de valor se muestra en el

Al 31.12.94 existían 616 puestos de trabajo, para 1995 se tendrá 30 puestos a nivel de funcionarios, 596 puestos en la categoría de empleados y 40 contratados. Ello hará un total presupuestado de 21.3 millones de soles²⁷.

4. Infraestructura Empresarial

Las actividades de infraestructura de la empresa, tales como planeamiento empresarial, administración de finanzas, asuntos legales y otras actividades normativas y de control, se realizan tanto a nivel de "corporación" (Sede Empresa) como a nivel de Gerencias Zonales. Con ello se presenta el riesgo de duplicar innecesariamente funciones, además de activar enfrentamientos entre la áreas que se corresponden.

Debemos resaltar la administración de los recursos financieros a través de la implementación de la "Caja Única" con el único propósito de priorizar el cumplimiento del "Contrato de Compra Venta de Energía" suscrita con Electroperú.

²⁷ HIDRANDINA S.A., Plan Operativo y Presupuesto 1 995, op. cit., p. 17.

9.2.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA FINANCIERA.

1. Resultados Económicos

El período 1995 ha sido ligeramente favorable para Hidrandina S.A., con rentabilidad general (o rendimiento sobre la inversión - ROI), de 1.4%. Esta se determina por la relación de la Utilidad del Ejercicio entre el Activo Total.

Se encuentra a "mitad de tabla" en comparación con el resto de empresas del servicio público de electricidad, tal es así que al 30.06.94 ya tenía una rentabilidad general del 0.66 %, debajo de SEAL que tenía 9.86%, de EDELSUR con 5.11% y de EDELNOR con 3.61%.

El Pasivo No Corriente se ha reducido substancialmente debido al traslado del capital adicional del importe de S/. 75'095, correspondiente a los adeudos a Electroperú, que fueron dolarizados al 30.04.92.

2. Precios y Costos de la Energía Eléctrica

El precio de venta promedio de electricidad durante el período 1994 fue de 189.61 S./Mwh.: 2.6 veces mayor que el costo promedio de compra de 72 S./Mwh. (Al final de 1994 se llegó a factores de cobertura promedio de 0.83 respecto del costo objetivo y de 0.98 respecto del precio objetivo²⁸).

²⁸ Valores obtenidos de los reportes de Informática y las facturas por compra de energía a Electroperú correspondiente a noviembre de 1994.

Asimismo, que los costos, precios y márgenes unitarios mas altos fueron los alcanzados por la Zonal Cajamarca.

3. Ingresos y Costos Operativos

La Zonal La Libertad es la que ha tenido mayor contribución en los ingresos de la empresa con el 60.2%, seguido de la Zonal Ancash Costa con el 28.8% de los ingresos totales, Estas cifras son resultado exclusivamente de la facturación por consumo de energía eléctrica.

En el mismo período, la energía comprada en bloque representó el 57.52% del total de los costos de operación, inferior al 64% registrado en el período anterior como resultado del factor de cobertura sobre el costo objetivo que viene aplicando Electroperú.

4. Inversiones²⁹

Hidrandina S.A., a través de la Oficina Técnica, ha formulado un Programa de Inversiones para el ejercicio 1995 sobre la base de un plan a corto plazo 1993-1995, que comprende obras de ampliación de la Frontera Eléctrica, de Rehabilitación y Repotenciación de las instalaciones existentes, culminación de proyectos y obras prioritarias en curso y ejecución de proyectos nuevos de bajo costo de inversión.

²⁹ HIDRANDINA S.A., Plan Operativo y Presupuesto 1 995-Oficina Técnica, ene 1 995.

El programa de inversiones para el ejercicio presupuestal del año 1995 se resume en los siguientes rubros.

- *Ampliación de la Frontera Eléctrica.* La Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas es el ente encargado de implementar a nivel nacional los proyectos de servicio público de electricidad a las localidades aisladas y áreas rurales. Ha permitido a Hidrandina ejecutar obras de electrificación en los años 93/94 con parte del presupuesto aprobado de S/. 63'463,060, restando por ejecutar S/.42'779,670, y que con los nuevos proyectos a implementarse, el presupuesto para el ejercicio 1995 en el Programa de Ampliación de la Frontera Eléctrica es de S/. 70'261,300.
- *Rehabilitación y Repotenciación del Sistema Eléctrico Existente.* En 1995 Hidrandina ha previsto invertir con Recursos Propios en obras de rehabilitación y repotenciación del sistema existente en transmisión. Asimismo, invertirá en subestaciones de 138 Kv., 66 Kv. y 60 Kv. por S/. 4'531,000 y que comprenden esencialmente la "Ampliación Subestación El Porvenir" (Trujillo), "Rehabilitación Línea de Transmisión 138 Kv. entre SEs Norte-Porvenir-Sur" (Trujillo) "Montaje Transformador 10 MVA en la Subestación Trujillo-Norte. Por último se invertirá en distribución en 10 Kv. por S/. 2'547,400

- *Otros Convenios.* Se ha suscrito un convenio con la Región Nor-Oriental Marañón para la elaboración de los estudios definitivos del "Pequeño Sistema eléctrico de Chilete" (Cajamarca) en su II Etapa.

9.3 POSICIÓN ESTRATÉGICA INTERNA

En reunión con los directivos de Hidrandina S.A., realizada en su sede, Trujillo, y después de considerar una variedad de factores (Ver Anexo 1), solo se identificaron finalmente seis (6) fortalezas y siete (7) debilidades claves de la organización para determinar la posición estratégica interna. ha obtenido un puntaje ponderado total de 1.83, que caracteriza a Hidrandina S.A. como una organización débil internamente considerando que el promedio es 2.5³⁰. La mayor debilidad cuantificada es el nivel de pérdidas de energía eléctrica y, por otro lado, la mayor fortaleza cuantificada es la correspondiente a la disposición del Directorio para apoyar los cambios necesarios para la empresa.

³⁰ DAVID, Fred, R., *Fundamental of Estrategic Management*, Merrill Publishing Company, 1 986, Cap.5.

**CUADRO No 9.23
HIDRANDINA S.A.
MATRIZ DE EVALUACIÓN DEL FACTOR INTERNO (EFI)**

FORTALEZAS Y DEBILIDADES	Peso	Rating	Peso Ponderado
FORTALEZAS			
• Capacidad de adaptación al cambio	0.04	3	0.12
• Existe descentralización administrativa.	0.05	3	0.15
• Infraestructura informática en hardware	0.07	3	0.21
• Personal técnico calificado	0.04	3	0.12
• Voluntad del directorio para generar cambios	0.11	4	0.44
• Capacidad técnica para grandes proyectos	0.05	3	0.15
DEBILIDADES			
• Precario sistema de redes de distribución eléctrica	0.10	1	0.10
• Falta de planeamiento a corto, mediano y largo plazo	0.12	1	0.12
• Alto nivel de pérdidas de energía	0.09	1	0.09
• Cultura organizacional individualista	0.11	1	0.11
• Obsolescencia de equipos e infraestructura eléctrica	0.10	1	0.10
• Alta morosidad	0.06	2	0.12
• Estructura organizacional no define correctamente las funciones	0.07	2	0.14
TOTAL	1.00		1.83

FUENTE : Taller de Planeamiento Estratégico con Gerentes de Hidrandina S.A., Trujillo, Marzo 1995.

NOTA: Mayor debilidad: 1; menor debilidad: 2; menor fortaleza: 3; mayor fortaleza: 4

CAPITULO 10

CAMBIANDO DE RUMBO

El análisis del ambiente interno de la empresa permitió identificar deficiencias que impiden la existencia autónoma de la empresa y su desarrollo autosostenido, lo que obliga a que esta cambie de rumbo realizando un viraje estratégico.

Para realizar un viraje estratégico, la empresa debe tener ciertas características que van a determinar la necesidad de realizar un cambio inmediato de sus estrategias administrativas. Hidrandina cuenta con tres de ellas, como son: recursos limitados, un pobre estado anímico interno y urgencia. Descartamos la cuarta: tenedores de intereses económicos externos, debido al poder de negociación de la empresa frente a ellos (proveedores y sindicato en este caso).

El presente capítulo desarrolla, en primer lugar, las características distintivas que van a determinar la necesidad de un viraje de la empresa, luego se desarrollan las etapas y se diagnostican las causas para, finalmente, proponer las acciones inmediatas para corregir la situación actual.

De los resultados de este capítulo se debe observar que es impostergable la necesidad de invertir en morosidad y pérdidas no técnicas, para garantizar la supervivencia de la empresa, y se debe contar con el apoyo de toda la empresa para el logro de los objetivos.

10.1 DEFINICIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS PARA EL CAMBIO

Se determinó tres características distintivas para el proceso de cambio de la empresa.

10.1.1. RECURSOS LIMITADOS

Esta primera característica se sustenta en la evaluación económica - financiera, vista en el capítulo 9, en el cual se precisó que la rentabilidad sobre la inversión en el período 1994 fue de sólo 1.95%, a pesar que Electroperú viene aplicando un factor de cobertura promedio de 0.83 sobre el costo objetivo.¹

Debido a la morosidad, la caja deja de percibir 35% de la facturación objetivo, por lo cual presenta resultados negativos.

¹ Sub sidio estatal en la venta de energía a los distribuidores

10.1.2 POBRE ESTADO ANÍMICO INTERNO

El pobre estado anímico se ha podido determinar a partir de las evaluaciones de las encuestas realizadas en la empresa y tratadas en el acápite de Clima y Liderazgo, donde se encontró que los trabajadores perciben una falta de comunicación y motivación.

10.1.3 URGENCIA

La situación de la empresa, vista en forma general en las dos características anteriores, obliga a situaciones de viraje estratégico de manera urgente, bajo el riesgo de que la situación empeore aún más.

10.2 ETAPAS DEL VIRAJE

Las etapas del viraje estratégico son tres crisis, estabilización y reconstrucción. Adicionalmente, se tiene la preparación que es una etapa en la cual se debe comprometer a los dirigentes de la empresa para afrontar el cambio.

En el Cuadro 10.1 se puede observar las diferentes etapas de la estrategia, donde en la etapa de crisis se contemplan tres escenarios probables que surgirían de la variación del Factor de Cobertura (factor con que se afecta el precio de la compra de energía que es menor de 1). De subir este factor, la empresa estaría en posición cada vez más crítica como veremos más adelante. En el mismo

cuadro también se observa los objetivos para cada etapa y el estilo de liderazgo que debe ejercer el responsable.

Para llevar adelante la empresa durante estas etapas es importante resaltar que la actitud del líder es fundamental para el éxito de las estrategias, tanto como la evaluación financiera de los escenarios.

CUADRO 10.1
HIDRANDINA S.A.
ETAPAS Y ESTRATEGIAS GENÉRICAS DURANTE EL VIRAJE

Etapa	Descripción	Objetivo Acciones a tomar
<p>Crisis DURACIÓN: Esta etapa de medidas radicales debe durar entre 1 a 2 meses LIDERAZGO: Estilo del gerente ³ debe de ser coacción explícita e implícita, se requiere implementar en muy corto plazo las reformas e indicar las directrices de las formas de trabajo a partir de la implantación de estas medidas. Este estilo se tiene que combinar con educación y comunicación en la que se intercambian las ideas que ayuden a las personas a ver la necesidad y la lógica del cambio</p>	<p>En esta etapa el gerente debe asegurar la supervivencia de la empresa. Esta etapa comprende la puesta en operatividad de las medidas de reducción de costos para detener la "hemorragia" ⁴ en la empresa.</p>	<p>Flujo de Caja positivo Se toman tres posibles escenarios influenciados por el factor de cobertura promedio ⁵. Escenario 1 El factor de cobertura promedio actual tiene un valor de 0.83, en estas condiciones el margen operativo es S/. 880,000 y el flujo de caja es S/. -13'170,000 Para revertir esta situación se incide en las variables : índice de morosidad, pérdidas no técnicas y/o carga de personal. Escenario 2 El factor de cobertura promedio alcanza un valor de 0.90. En estas condiciones, el margen operativo es S/. -4'330,000 y el flujo de caja es S/. -18'390,000 (se hace más negativo). Ante estas circunstancias se requiere llevar a cabo una reestructuración organizacional con la finalidad de incidir en los costos que más afectan a los egresos. Escenario 3 El factor de cobertura promedio alcanza un valor de 1.00. Bajo estas condiciones, el margen operativo es S/. -11'790,000 y el flujo de caja es negativo de S/. -25'840,000</p>
<p>Preparación Duración:- 1 mes</p>	<p>Busca motivar y comprometer a los dirigentes de la empresa con las medidas críticas que se van a tomar para que de esta manera poder lograr una verdadera integración y concordancia en los objetivos de la empresa</p>	<p>La etapa de preparación tiene por objetivo hacer que los dirigentes encuentren la concordancia de sus objetivos individuales con los de la empresa, y sientan que es necesario un cambio de actitudes y de forma de ver su entorno.</p>
<p>Estabilidad DURACIÓN: Esta etapa debe durar entre 3 a 4 meses. LIDERAZGO: estilo de liderazgo del gerente ⁶ coacción explícita e implícita para indicar los rumbos de la empresa pero se debe de incrementar cada vez más el estilo educación y comunicación tratando de llegar a esquemas cada vez mas participativos en la toma de decisiones.</p>	<p>Después del trauma de la crisis, la tarea es estabilizar las operaciones restantes. La empresa ya no se está retrayendo pero tampoco es capaz de crecer. Debe de mejorarse los esquemas de comunicación y control de las tareas de la empresa .</p>	<p>Flujo financiero positivo Implantación de Unidades de Negocios Independientes Reducir las áreas a tamaño óptimo Rediseño de procesos Tecnología de información Organización horizontal Reducción de la morosidad Reducción de pérdidas de energía no técnicas</p>

³ Seleccionando Estrategias para el Cambio, John P. Kotter & Leonard A. Schlesinger, Harvard Business Review.

⁴ Término referido a una empresa con serios problemas internos.

⁵ Referencia: Oficio del Ministerio de Energía y Minas No 263-94-EM/vme

⁶ Seleccionando Estrategias para el Cambio, John P. Kotter & Leonard A. Schlesinger, Harvard Business Review

Reconstrucción DURACIÓN APROXIMADA : 6 - 8 meses. LIDERAZGO: Estilo de liderazgo del gerente ⁷ debe de ser mas participativo, comunicativo y educativo, debe de escuchar a sus colaboradores y hacer uso de sus consejos; en la empresa debe de existir un clima mas participativo.	Solo después de solucionar con éxito la crisis y estabilidad el gerente trata de ampliar nuevamente el negocio, ya con nuevos procesos y organización se debe de mejorar el uso de la tecnología en la empresa, y el desarrollo de los recursos humanos:	Desarrollo de Recursos Humanos Implementación de automatización de procesos uso intensivo de nuevas tecnologías.
---	--	--

CUADRO No 10.2
HIDRANDINA S.A.
ACCIONES ESPECIFICAS
CONDICIONES INICIALES

Variables	factor de cobertura promedio	escenario 1 F.C. = 0.83	escenario 2 F.C. = 0.90	escenario 3 F.C. = 1.0
Morosidad		34.21%	34.21%	34.21
Pérdidas no técnicas		21.29%	21.29%	21.29%
Carga de personal		Se mantiene	Se mantiene	Se mantiene
Pérdidas técnicas de distribución		se mantiene en 8%	Se mantiene en 8%	Se mantiene en 8%
Pérdidas técnicas de transmisión		se mantiene en 5.08%	se mantiene en 5.08%	se mantiene en 5.08%
Margen operativo (Mill)		-0.88	-4.33	-11.79
Flujo de caja Libre (Mill)		-13.17	-18.39	-25.84

⁷ Seleccionando Estrategias para el Cambio, John P. Kotter & Leonard A. Schlesinger, Harvard Business Review

10.3 ACCIONES INMEDIATAS

El Cuadro No 10.2 muestra los resultados de un análisis de sensibilidad realizado por un modelo financiero (ver cuadros No 6.4). Estos muestran la situación de la empresa en caso de mantenerse los niveles de morosidad y pérdidas, variando el factor de cobertura. Como se observa, la variación del factor de cobertura hace que el flujo de caja sea cada vez más negativo.

Las acciones inmediatas propuestas para mejorar la situación económico financiera actual de la empresa son:

10.3.1 MOROSIDAD

Priorizar de una manera radical al 3.48% (1,635) de los clientes morosos que cuentan con el 50% de la deuda (Ver Cuadro No 5.13), teniendo como meta una recaudación por este rubro de S/. 15'390,000 en el período de 1 995 considerando un factor de seguridad de 0.7, y que, con la contribución de un plan consistente de reducción de la morosidad del orden del 35 % anual y que se desarrolla en detalle en el capítulo 8, se obtendrá en el mismo período, ingresos adicionales por 24.52 millones de soles . A los clientes morosos seleccionados se les tratará de una manera radical con quienes se tomarán esencialmente las siguientes acciones

- Corte sin excepción y sin previo aviso,
- Seguimiento y control especial de manera directa y permanente.
- Cobranza coactiva

10.3.2 REDUCCIÓN DE PERDIDAS DE ENERGÍA NO TÉCNICAS

Priorizar en la ciudad de Trujillo, que tiene una incidencia del 57% del total de pérdidas (Ver acápite 9.2.1.3), teniendo como meta reducir las pérdidas de distribución en la zonal La Libertad del 35% al 25% en 1 995, y a nivel de empresa del orden del 25 % anual, equivalente a una mayor facturación anual de S/. 7'0400,000 a través de las siguientes acciones

Con carácter de emergencia, rediseñar los procesos en las siguientes actividades:

- Nuevos suministros
- Facturación
- Cobranzas
- Mantenimiento del sistema de medición y
- Control de pérdidas de energía.

Priorizar los trabajos en los clientes que se encuentran en la Cartera de Clientes Mayores y los segmentos de clientes identificados como de ingresos altos y medios correspondientes a la Cartera de Clientes Comunes.

- Instalación total de los sistemas de medición, dotando exclusivamente de sistemas electrónicos a aquellos que se encuentran en la Cartera de Clientes Importantes.
- Incorporación de un sistema estadístico que garantice un control eficaz de las pérdidas de energía por cliente y por áreas de influencia, por subestaciones de distribución y circuitos primarios.

10.3.3 EVALUACIÓN DE LOS ESCENARIOS:

1. Como se observa en el Cuadro 10.2, si se aplica las acciones de morosidad, en el primer escenario podemos cubrir el déficit del flujo de -S/.13'170,000 con la recaudación meta por morosidad de S/.15'000,000.
2. Para el segundo escenario con un déficit de -S/.18'390,000 no es suficiente cubrirlo con morosidad, por lo cual se debe atacar adicionalmente con las pérdidas no técnicas, con lo cual se logra hacer positivo el flujo.
3. En el tercer caso, no se va lograr cubrir el déficit con las acciones de morosidad y pérdidas no técnicas, con las cuales que se llegaría a S/.23'500,000, por lo cual es necesario combinar dichas acciones con reducción de personal.

CUADRO 10.3
HIDRANDINA S.A.
ACCIONES ESPECIFICAS
DESARROLLO DE LOS ESCENARIOS

Variables	factor de cobertura promedio	escenario 1 F.C. = 0.83	escenario 2 F.C. = 0.90	escenario 3 F.C. = 1.0
Morosidad		de 35% a 22.24%	22.24%	22.24%
Pérdidas no técnicas		21.29%	21.29 %	15.96%
Carga de personal		Se mantiene	se mantiene	se mantiene
Pérdidas técnicas de distribución		se mantiene en 8%	Se mantiene en 8%	Se mantiene en 8%
Pérdidas técnicas de transmisión		se mantiene en 5.08%	se mantiene en 5.08%	se mantiene en 5.08%
Inversión (Mill)		3.10	3.10	10.87
Flujo de caja libre (Mill)		11.35	6.13	5.72

Como se observa, en el cuadro No 10.3 es necesario para cada escenario cumplir con las siguientes condiciones:

1. En el caso que se presente el escenario 1 (F.C.=0.83), se debe reducir la morosidad a 22.24% como mínimo, con lo cual se un Flujo de caja libre positivo de S/. 11'350,000 con una inversión de 3'100,00. De este modo, se procedería a hacer las actividades de estabilización necesarias que garanticen la permanencia autónoma de la empresa en el mercado dentro de las que se debe considerar necesariamente seguir reduciendo la morosidad y perdidas no técnicas.
2. En el escenario 2 (F.C.=0.90) al igual que en el caso anterior se debe reducir la morosidad a 22.24% como mínimo, con lo que se obtendría y un Flujo de caja libre positivo de S/.6'130,000 con una inversión S/. 6'130.000. con lo cual se procedería a realizar las actividades de estabilización necesarias que garanticen la permanencia autónoma de la empresa dentro de las que se debe considerar necesariamente seguir reduciendo la morosidad y perdidas no técnicas.
3. En el escenario 3 (F.C. = 1.00), se debe de llegar a 22.24% en morosidad y 15.96% en perdidas no técnicas, con lo cual se tendría un Flujo de Caja libre positivo con S/. 5'720,000 con una inversión de S/. 10'870,000 con lo cual se procedería a realizar las actividades de estabilización necesarias que garanticen la permanencia autónoma de la empresa dentro de las que se debe considerar necesariamente seguir reduciendo la morosidad y pérdidas no técnicas.

CAPITULO 11

VISUALIZANDO EL FUTURO

La viabilidad de la empresa a largo plazo, dependerà de las acciones que se realicen hoy, debido a que èstas fijarà la base del desarrollo, crecimiento y eficiencia futura. La estrategia básica definida para Hidrandina S.A. es la de costos, es decir, mejorar la gestión empresarial teniendo como objetivo la reducción de los costos en todas las áreas de la empresa.

Como estrategia alternativa se ha elegido la de invertir en la implementación de tecnologías de punta para renovar sus equipos, mejorar su redes del sistema así como implementar sistemas de información para el manejo eficiente y oportuno de la información orientados a mejorar los costos de operación de la empresa.

El presente capitulo trata de la elección de las estrategias a largo plazo que se deben implementar en la empresa. En primer lugar se define la estrategia genérica, luego se desarrolla la matriz de desarrollo de estrategias llamada FORD (matriz de fortalezas, oportunidades, riesgos y debilidades). En seguida se elige la estrategia alternativa mediante la matriz QSPM (matriz de planeamiento estratégico cuantitativo), finalmente se desarrolla un modelo financiero para evaluar las opciones estratégicas a largo plazo.

11.1 DEFINICION DE LA ESTRATEGIA GENERICA

La estrategia genérica definida para la empresa es la de lograr un liderazgo general en costo como base fundamental para su ventaja competitiva futura. Para esto se requiere la inversión de un fuerte capital en la implementación de las estrategias alternativas que van a conducir al logro de la estrategia genérica.

11.2 ELECCION DE LA ESTRATEGIA ALTERNATIVA

Identificadas las fortalezas, oportunidades, riesgos y debilidades producto de el análisis externo e interno; el siguiente paso es determinar las opciones estratégicas que permitan aprovechar las fuentes de ventaja competitiva. La herramienta usada para el análisis ha sido la matriz FORD , con el propósito de generar un conjunto de alternativas viables y compatibles entre si. Cabe indicar que este desarrollo de opciones se ha realizado con la participación de los Gerentes en el Taller de Planeamiento Estratégico realizado en la sede de la empresa, Trujillo.

La matriz FORD resultante se presenta en la Cuadro No 11.1 la cual nos muestra las estrategias alternativas que se plantean después de analizar las diferentes combinaciones hechas entre los factores internos y externos claves.

Las estrategias presentadas en la matriz FORD resultante las podemos agrupar en tres grandes estrategias.

Estrategia 1: Renovar y actualizar la tecnología existente optimizando la asignación de sus recursos hacia los factores que inciden en la reducción de costos.

Estrategia 2: Desarrollo de programas orientados a la educación y cambio de actitud de los clientes en el uso de la energía, y asesoramiento técnico a los clientes importantes

Estrategia 3: Implementación de planes de contingencia para hacer frente a la escasez de oferta de energía

Se debe tener en cuenta que las estrategias tomadas en consideración no son excluyentes, sino por el contrario, se pueden implementar paralelamente a la que resulte elegida como primera prioridad si existiera el financiamiento necesario.

Sobre la base de la estrategia genérica de costos, la empresa debe adoptar estrategias alternativas. Las estrategias alternativas consideradas fueron evaluadas por la matriz QSPM, la cual clasificó dichas estrategias de acuerdo a las prioridades de la empresa.

De acuerdo a las conclusiones del Taller de Planeamiento Estratégico, las cuatro estrategias alternativas consideradas tuvieron la siguiente clasificación:

Estrategia 1: 91 puntos

Estrategia 2: 83 puntos

Estrategia 3: 76 puntos.

En consecuencia, la empresa debe considerar como primera opción la inversión para renovar y actualizar la tecnología existente optimizando la asignación de recursos hacia los factores que inciden en la reducción de costos como son la morosidad y las pérdidas

implementación de tecnologías de punta para renovar sus equipos, mejorar su redes del sistema así como implementar sistemas de información para el manejo eficiente y oportuno de la información.

CUADRO No 11.1
HIDRANDINA S.A.
MATRIZ DE PLANEAMIENTO ESTRATEGICO CUANTITATIVO
(QSPM)

FACTORES CLAVES	RATING	ESTRATEGIA 1		ESTRATEGIA 2		ESTRATEGIA 3	
		PA	PAT	PA	PAT	PA	PAT
<u>FACTORES INTERNOS</u>							
• Voluntad del Directorio para el cambio	4	3	12	3	12	4	16
• Capacidad técnica para grandes proyectos	3	4	12	4	12	2	6
• Falta de planeamiento a corto, mediano y largo plazo	1	2	2	3	3	3	3
• Alta morosidad	2	4	8	3	6	3	6
• Alto nivel de perdidas de energía	2	4	8	3	6	3	6
<u>FACTORES EXTERNOS</u>							
• Atractivo del sector	4	4	16	2	8	2	8
• Demanda insatisfecha	4	3	12	3	12	2	8
• Nuevas tecnologías para manejo eficiente del sistema	3	4	12	3	9	2	6
• Oferta de energía limitada	1	3	3	3	3	3	3
• Idiosincrasia de la gente	2	-	-	3	6	4	8
• Poder de negociación de los clientes libres	2	3	6	3	6	3	6
PUNTAJE DE ATRACCION	TOTAL		91		83		76

FUENTE : Taller de planeamiento estratégica, Hidrandina S.A., Trujillo, marzo 1995

Elaboración propia

Nota: PA: puntaje de atracción , PAT: puntaje de atracción total

11.3 MODELO FINANCIERO DE LARGO PLAZO

Del Modelo Financiero trabajado sobre la base del Modelo de Impulsadores de Valor y de los datos comerciales y financieros vistos en el capítulo 9 , nos muestra que de no tomar decisiones

estratégicas adecuadas, el valor de la Empresa sería negativo. Para remontar esta situación, se plantean en función de ciertas simulaciones, optar por la estrategia de priorizar los recursos limitados hacia aquellas actividades que puedan crear mayor valor para la Empresa, y por ende, para los Accionistas. Estas actividades comprenden esencialmente la reducción de la morosidad y las pérdidas no técnicas de energía.

CUADRO No. 11.2
HIDRANDINA S.A.
MATRIZ FORD RESULTANTE

	OPORTUNIDADES	RIESGOS
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Atractivo del sector 2. Demanda insatisfecha 3. Nueva legislación permite inversión privada 4. Sistema comercializ. y distrib. oligopolica 5. Nuevas tecnologías para manejo eficiente del sistema 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Oferta de energía limitada 2. Un solo Proveedor de energía 3. Idiosincrasia de la gente 4. Poder de negociación del cliente 5. Geografía regional 6. Fenómenos naturales
FORTALEZAS	ESTRATEGIAS F - O	ESTRATEGIAS F - R
<ol style="list-style-type: none"> 1. Personal técnico calificado 2. Voluntad del directorio para el cambio 3. Capacidad técnica para proyectos. 4. Infraestructura informática 5. Descentralización administrativa 6. Capacidad adaptada al cambio 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Implementacion de tecnología de punta en la renovacion de equipos y tecnología de informacion, unido a un programa de capacitacion al personal. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Desarrollar programas orientados a la educacion y cambio de actitud de los clientes en el uso de la energía y asesoramiento tecnico a los clientes importantes 2. Promover proyectos de inversion en generacion con capitales privados
DEBILIDADES	ESTRATEGIAS D - O	ESTRATEGIAS D - R
<ol style="list-style-type: none"> 1. Falta de planeamiento a corto mediano y largo plazo 2. Cultura empresarial individualista 3. Precario sistema de redes eléctricas 4. Alta morosidad 5. Alto nivel de perdidas 6. Estructura organizacional no define funciones 7. Obsolescencia en equipos e infraestructura eléctrica 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Implementacion de programas de reduccion de morosidad y perdidas 2. Elaboracion de planes de mejoramiento y repotenciamiento de las redes e instalaciones electricas 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Implementacion de planes de contingencia para hacer frente a la escasez de oferta de energia 2. Desarrollar politicas de cobranza adecuadas y de acuerdo a los clientes

Fuente: Taller de planeamiento estrategico, Hidrandina S.A., Trujillo, marzo 1995
 Elaboración Propia

CAPITULO 12

DESARROLLO DE OPCIONES

En los dos capítulos anteriores se determinó que la opción más conveniente para la viabilidad de la empresa es, primero, la necesidad de un viraje estratégico. Para que la organización sea viable como sistema, se plantea el desarrollo de acciones de implementación inmediatas, como por ejemplo: la propuesta de disminución de la morosidad, vista en el capítulo 10.

En segundo lugar, como propuesta de implementación a largo plazo se sugiere una estrategia genérica de costos, la cual postula la inversión en tecnología de punta para renovar y actualizar los sistemas existentes, optimizando la asignación de recursos hacia los factores que inciden en la reducción de costos.

El presente capítulo desarrolla las opciones a largo plazo, incidiendo en las fuentes alternativas de generación, programas de reducción de pérdidas y morosidad y alternativas de financiamiento.

12.1 FUENTES ALTERNATIVAS DE ENERGÍA

12.1.1 REQUERIMIENTOS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA.

El programa referencial de expansión de energía eléctrica¹, para un escenario base, contempla dos etapas: una entre los años 1995 - 1999 con cierto detalle y otra para el resto del período: 2000 - 2008.

Para la primera etapa se han considerado las siguientes tasas de crecimiento de la energía

1995	8.6%
1996	5.1%
1997	5.1%
1998	5.1%
1999	5.0%

12.1.2 ALTERNATIVAS DE OFERTA

Las alternativas de equipamiento consideradas² contemplan para el corto plazo la implementación de plantas térmicas, las que comparadas con las plantas hidroeléctricas, tienen ventajas relativas como el menor tiempo de maduración de los proyectos, y desventajas como el mayor costo de operación y la mayor contaminación que producen.

¹PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD . Actualización a Octubre de 1994

² Ibid.

Otra de las opciones son las plantas de generación de energía eléctrica renovable no convencional, las que para efecto de comparación podemos incluir en el siguiente cuadro:

CUADRO No 12.1
HIDRANDINA S.A.
CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS PLANTAS
GENERADORAS DE ENERGÍA

PLANTAS	INVERSIÓN EN PLANTA DE 100MW (miles\$)	TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN	PRECIO (US\$)	Kw-h
Hidroelect.	28 000	7	0.03	
Térmica				
• Carbón	13 000	4 - 5	0.05	
• Gas	3 685	2	0.06	
• Petróleo	3 685	2	0.13	
Eólica*	1,125	3 meses	0.075	

* generación de energía renovable no convencional

Basados en el factor precio y su efecto sobre la competitividad de la producción (economías de escala), la construcción de plantas hidroeléctricas es más conveniente.

Para atender el exceso de demanda que se produce en las "horas punta", se podría optar por la construcción de plantas térmicas a petróleo (como las que ya se tienen), o térmicas a carbón. Uno de

los proyectos más viables para nuestra realidad, es el Proyecto Carboeléctrico Alto Chicama³, el que tendrá una potencia instalada de 100 Mw, a ser ampliada de acuerdo a los requerimientos. La alternativa más realista implica una inversión de US\$ 103'160,000 dólares, a julio de 1992.

Otra alternativa de inversión son las plantas de generación eólica⁴, accionadas por viento, las cuales han tenido un desarrollo vertiginoso en la última década. Los costos estándar de instalación han disminuido hasta aproximadamente 1,000 US\$ FOB por 1 Kw. Su vida útil se estima en 20 años y requieren una velocidad del viento en promedio de 14 millas por hora.

³ ANEXO 6.4.- Resumen del PROYECTO CARBOELECTRICO ALTO CHICAMA - Minero Perú S.A. Octubre de 1994

⁴ ANEXO 6.1.- CARACTERISTICAS DE LA ENERGIA EOLICA.

12.1.3 ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN . ENERGÍA EÓLICA.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.	Se utiliza la fuerza y velocidad del viento. La producción de energía es proporcional al cubo de la velocidad del viento y al área abarcada por el giro de las paletas del rotor ⁵ y definen el factor de capacidad del aerogenerador. Las variaciones estacionales impactan de manera importante en la economía de la eologeneración. Actualmente los factores de capacidad están en el orden del 20% ⁶ .
CAPACIDAD INSTALADA	A nivel mundial existen en operación 2200 MW de potencia, 72% de los cuales se ubican en los Estados Unidos, 18% en Dinamarca, 5% en Alemania y 4% en los Países Bajos ⁷ .
COSTOS DE GENERACIÓN	Para una velocidad del viento promedio anual de 6 m/s, los costos de generación están en el orden de US\$ ctvs 7-10/kw/h, y para promedios anuales de 7 m/s se han logrado costos de generación de US\$ ctvs 6-7/kw/h ⁸ . Como perspectiva futura, se espera una disminución de los costos de producción a base de un mejoramiento de la tecnología ⁹ . En 1989, los costos de las turbinas de viento eran de US\$ 850 a \$ 1400/kW, con costos anuales de operación y mantenimiento entre 1 y 2 ctv US\$. Para 1995, se espera que la eficiencia se incremente de 10 a 20% y los costos bajen a US\$ 600/kW. Para el año 2000, se estima una disminución de US\$ 400 a \$ 500/kW. Esto daría como resultado una reducción de hasta el 40% de los costos de la energía.
VENTAJAS	No presenta ningún tipo de impacto ambiental. Su manufactura requiere de materiales convencionales (acero, aluminio y fibra de vidrio) Su instalación emplea técnicas civiles y eléctricas convencionales. Su implementación puede hacerse en módulos de potencia estándar, lo cual permite ampliar la capacidad instalada sin mayores modificaciones de las instalaciones existentes.
DESVENTAJAS	Carencia de experiencia operativa en este tipo de tecnología.
POTENCIAL DEL RECURSO EÓLICO	Una de las áreas que gozan de un gran potencial eólico es la localidad de Malabrigo en La Libertad, zona en la cual existe, según el área a utilizar, entre 12 y 50 MW de potencial. Las velocidades del viento alcanzan en promedio 9.03 m/s a una altura de 10 mts. y 11.28 m/s a una altura de 30 mts. ¹⁰

⁵ Ver Cuadro No 6.1 del ANEXO No 6/ 6.1 CARACTERISTICAS DE LA ENERGIA EOLICA

⁶ TENDENCIAS FUTURAS EN EL CAMPO DE LA ENERGÍA ELECTRICA. Dr. H. Kaminosono. Revista de la Comisión Eléctrica Regional. Año III - No. 9 - agosto 1994, páginas 2 - 21.

⁷ Ibid.

⁸ Ibid.

⁹ THE POTENTIAL OF RENEWABLE ENERGY. Office of Policy, Planning and Analysis. U.S.Department of Energy. Apendix F.- March 1990.

¹⁰ Bases de Licitación Pública Internacional OSP/PER/124/173 .OPERACION DE UNA CENTRAL EOLICA EN LA LOCALIDAD DE PUERTO MALABRIGO, LA LIBERTAD, PERU. Capitulo IV : Especificaciones Técnicas.

12.1.4 EVALUACIÓN DE UN PROYECTO DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN EÓLICA

El método de evaluación empleado es el de "Costo de Oportunidad del Capital" (COK)¹¹.

Para el análisis financiero se plantearon cuatro posibilidades de inversión:

1. Implementación de un módulo de 10 kW en un horizonte de 5 años.
2. Implementación de un módulo de 50 kW en un horizonte de 10 años.
3. Implementación de dos módulos de 10 kW cada uno, (el primero al inicio y el segundo en el año 6) en un horizonte de 10 años.
4. Implementación de dos módulos de 10 kW cada uno, (el primero al inicio y el segundo en el año 6) en un horizonte de 30 años.

De igual manera, las opciones bimodulares reportan utilidades al accionista hasta mayores tasas de descuento que las opciones unimodulares.

Asimismo, las inversiones en proyectos de generación eólica en módulos que van entrando en períodos secuenciales distribuyen y minimizan el riesgo de la inversión. Esto debido a que el aprendizaje se realiza con los primeros módulos, sin que el proyecto global sea afectado considerablemente por los costos del

¹¹ Folke KAFKA KIENER; "El costo de oportunidad del capital", EVALUACION ESTRATEGICA DE PROYECTOS DE INVERSION, 1ra. edición; Lima: Universidad del Pacífico, Perú, 1992, pp 119 - 135.

mismo. Además presentan utilidades al accionista hasta tasas de descuento cercanas a 12,5% y 15%.

Por otro lado, las principales ventajas mencionadas, como la modularidad, la utilización de materiales convencionales y el inexistente impacto ambiental, hacen de esta tecnología una alternativa viable en el corto plazo, ante la futura escasez de recursos energéticos y la limitada utilización de recursos fósiles contribuyentes a la contaminación ambiental.¹²

Los principales parámetros empleados se indican en el cuadro No 12.2.

¹² Revista de la COMISION ELECTRICA REGIONAL (CIER) , año III, No 9, agosto de 1994.

CUADRO No 12.2
HIDRANDINA S.A.
CARACTERÍSTICAS TÉCNICO ECONÓMICAS DEL PROYECTO PARA
GENERACIÓN EÓLICA

Capacidad de los módulos	10 y 50 kW.
Factor de capacidad del equipo aerogenerador	28%
Costo de Capital	entre US\$ 1000 y 1013 / kW
Precio de la energía	US\$ 0.14 / kw/h ¹³
Costo de producción	US\$ 0.0124 / kw/h ¹⁴
Tasa de interés externa	6.38%
Horizonte de evaluación	5, 10, y 30 años.
Tiempo de parada esperada por falla	Cuadro No 6.4 del Anexo No 6. Esta directamente relacionada con la Curva de Aprendizaje Operacional y será mayor para las primeras unidades en operación

FUENTE : Revista Comisión Eléctrica Regional (CIER), año III, No 9, agosto 1994

¹³ Precio proyectado de la energía alternativa (térmica). Documento RESULTADO ECONOMICO FINANCIERO DEL SECTOR ELECTRICO AL 30 DE JUNIO DE 1994. Ing. Eco, Walter Peche C. MEM.

¹⁴No incluye el costo de capital y los costos de operación y mantenimiento

12.2 PLAN DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS DE ENERGÍA NO TÉCNICAS¹⁵

Las pérdidas de energía no técnicas o "Hurto de Energía es "... uno de los principales problemas que enfrentan las empresas eléctricas, ya que es una situación que siempre está presente, en mayor o menor grado, por lo cual su control corresponde a una labor permanente y sistemática¹⁶. Bajo esta premisa, se deberá plantear una estrategia coherente y sistemática que garantice el logro de los objetivos.

Como se ha visto en el capítulo 10, las pérdidas de energía en distribución llegaron a 29.29%.

12.2.1 OBJETIVOS

1. META GENERAL

Lograr reducciones progresivas en la pérdida no técnica de energía, del orden del 25% anual, hasta llegar a niveles del 7% en un período de cuatro (4) años.

Esta meta representaría reducir niveles de pérdidas en 5%, 4%, 3% y 2% en cada uno de los años del período, equivalente a facturaciones adicionales de 48, 45, 33 y 25 Gwh respectivamente. Se ha calculado la sensibilidad del VAN con tasas de descuento del 12%, 18% y 24% para horizontes desde 5 hasta 30 años, encontrando rentabilidad en

¹⁵ El presente Plan se basa al presentado a Hidrandina S.A. para el período 1 994, pero que sin embargo, se viene ejecutando solo parte del mismo.

¹⁶ LA TORRE, Lincuyan, Hurto de Energía Eléctrica, Seminario de Aplicación, MICE Informática, Lima, 02.06.92

todos los escenarios. Es el caso que el VAN de 172 millones de soles se ha calculado para un horizonte de diez años y una tasa de descuento del 12% y la recuperación de la inversión sería en menos de un año .

2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Lograr un Sistema de Reducción y Control de Pérdidas de Energía de aplicación permanente.
- b) Implementación de trabajos en detalle a través de "Proyectos Focalizados".
- c) Autofinanciamiento del Plan, cubriendo la inversión con los mismos ingresos generados e implementando un fondo rotativo.
- d) Eliminación de clientes a pensión fija.
- e) Contribuir a mejorar la imagen de la empresa.

12.2.2 ESTRATEGIA

La estrategia que se plantea para la reducción de pérdidas no técnicas es la siguiente:

1. SEGMENTACIÓN DEL UNIVERSO OBJETIVO.

Por tipo de hurtadores :

- a) Clientes industriales y comerciales de grandes consumos
- b) Clientes industriales y comerciales de consumos medios y bajos

- c) Clientes residenciales de altos ingresos (con capacidad de pago)
- d) Clientes residenciales de ingresos medios (con mediana capacidad de pago)
- e) Clientes residenciales de bajos ingresos (sin capacidad de pago)
- f) Clientes colectivos provisionales

Por calificación de localidades, orientada a priorizar la ejecución por rentabilidad, debiendo considerar :

- a) Niveles de pérdidas de energía
- b) Pérdidas promedio de energía y
- c) Capacidad de ingreso

2 DETECCIÓN DEL POSIBLE HURTADOR

De acuerdo a las siguientes modalidades :

- a) Denuncias Directas, a través de :
 - los mismos trabajadores de la empresa
 - Clientes vecinos al infractor
 - Juntas Vecinales y Comités de Electrificación
 - Personal de cortes y reposiciones
 - Personal de reparto de recibos y
 - Medios de comunicación.

b) Sospecha en clientes individuales (Selección Paramétrica), a través de evaluación permanente de la información de facturación del Sistema Mecanizado, de acuerdo a los siguientes parámetros :

- Fluctuaciones bruscas de consumo
- Pensión fija
- Consumos cero
- Consumos mínimo
- Consumos bajos
- Consumos altos
- Consumos refacturados
- Suministros anulados
- Suministros cortados
- Consumos inferiores al promedio de su estrato
- Existencia de consumos registrados no facturados y
- Montos de deuda

c) Sospecha de Consumidores agrupados, a través de :

- Agrupación de clientes con características comunes
- Solicitud de nuevos suministros no atendidos
- Evaluación de nuevas obras, proyectos, puntos de alimentación y factibilidades de uso exclusivo
- Evaluación de sectores marginales y no electrificados
- Evaluación de suministros colectivos provisionales

d) Focalización en los segmentos residenciales. Consiste en aislar eléctricamente la zona de sospecha o de potencial hurto de energía, con la finalidad de obtener en detalle los balances de energía y monitorear la aplicación de medidas con mayor certeza.

3 APLICACIÓN DE MEDIDAS

Tales como :

a) Punitivas o de control, con operativos de campo de propósito múltiple. Se orientará a la inspección de los predios para revisión de sistemas de medición, detección de uso ilegal, actualización del catastro del predio y medidor, cálculo y cobro de consumos no registrados

b) Comerciales o de incentivos en segmentos de bajos ingresos para la regularización de los usuarios o clientes involucrados, tales como facilidades de pago, asesoría técnica, promoción y financiamiento.

c) Técnicas, a través de :

- Renovación de redes convencionales por otras del tipo antihurto en segmentos de bajos ingresos y de alto potencial de uso ilegal de la energía eléctrica.

- Desmasificación o reducción del área de influencia de subestaciones a base de pequeños transformadores (desde 10Kva) en segmentos de alto potencial de hurto de energía como aquellas donde se ubican las pequeñas empresas (zapatos en la zona de El Porvenir por ejemplo). El Cuadro No 8.4 muestra la rentabilidad de este sistema con un VAN de 43.2 millones de soles para un horizonte de 10 años y una tasa de descuento del 12%. También se ha calculado la sensibilidad para tasas de descuento de 12%, 18% y 24% para horizontes desde 5 hasta 30 años, encontrando rentabilidad para todos los escenarios.

- Instalación progresiva y selectiva de sistemas de medición a clientes a pensión fija, hasta la eliminación total de los mismos.

- Suministro de energía a sectores no electrificados mediante una instalación nica.

- Instalación progresiva y selectiva de cajas blindadas para la protección de medidores, así como utilización intensiva de sellos de seguridad codificados para poder ser registrados en computador.

d) Administrativas como la utilización del servicio de terceros para que gestionen la reducción y control de pérdidas de energía en sectores que revistan mayor gravedad

e) Legales contra los infractores

f) De difusión a través de publicidad y comunicaciones escritas

4 SEGUIMIENTO Y CONTROL

a) Seguimiento a través de un software adecuado que facilite el control de las medidas aplicadas, manteniendo permanentemente actualizadas las estadísticas de reducción de pérdidas de energía, métodos de intervención de medidores por los infractores, así como seguimiento de clientes sospechosos.

b) Fundamentalmente, análisis de balances de energía por localidades, circuitos primarios (radiales) y derivaciones importantes, de manera que faciliten con mayor certeza distribuir los recursos limitados en aquellas áreas que generen mayor rentabilidad.

12.2.3 POLÍTICAS QUE RESPALDAN LA ESTRATEGIA

a) La estrategia se aplicara mediante la metodología del desarrollo de actividades exclusivamente por Proyectos con justificación técnico-económica y mediante la practica del Sistema de Administración por Resultados.

b) Las acciones tendientes a la reducción de pérdidas de energía eléctrica estarán orientadas especialmente a las NO TÉCNICAS, priorizándose los proyectos de mayor rendimiento sobre la inversión.

- c) Priorización en la detección del hurto de energía a clientes de gran consumo, mayor tarifa e ingresos altos-medios.
- d) Deberá utilizarse todos los medios necesarios de disuasión, persuasión y coacción para respaldar la estrategia planteada.
- e) El control del uso ilegal será a una labor permanente y sistemática.
- f) Se deberá garantizar adecuados servicio de apoyo de la tecnología de información, así como de transporte y personal técnico especializado.
- g) Mayor acercamiento comercial hacia los clientes clasificados como de bajos ingresos.
- h) Todos los usuarios sorprendidos haciendo uso ilegal de la energía eléctrica deberán recibir igual trato.

12.2.4 PROYECTOS DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PERDIDAS DE ENERGÍA (RCP)

12.2.4.1 PROYECTO RCP CIRCUITOS PRIMARIOS

Mediante los cuales se deben identificar a los usuarios por subestación de distribución y circuito primario (radial) con la

finalidad de obtener balances de energía mas específicos que permitan determinar las zonas de mayores pérdidas.

12.2.4.2 PROYECTO RCP CLIENTES MAYORES

Dirigido a clientes que tienen considerables demandas máximas de potencia y significativos consumos de energía de las Carteras de Clientes Importantes y Comunes. La característica especial de este proyecto es la instalación de medidores electrónicos orientados a mejorar los registros de consumos de este segmento de clientes.

12.2.4.3 PROYECTO RCP CLIENTES MEDIANOS

Dirigido a clientes no domésticos (no residenciales) de la cartera de clientes comunes.

12.2.4.4 PROYECTO RCP CONSUMOS MÍNIMOS

Dirigido a clientes de la Cartera de Clientes Comunes que registren consumos menores a 30 Kwh.

12.2.4.5 PROYECTO RCP SUMINISTROS COLECTIVOS PROVISIONALES

Dirigido a usuarios ubicados en zonas no electrificadas , orientado a brindar servicio eléctrico en bloque y en forma provisional hasta que se ejecuten las correspondientes obras de electrificación.

12.2.4.6 PROYECTO RCP DENUNCIAS

Dirigido a canalizar todas las denuncias por el uso indebido de energía como clandestinaje y fraude.-

12.2.4.7 PROYECTO RCP DE FOCALIZACIÓN

Este proyecto debería significar la transición al cambio de estrategia, una vez agotados los proyectos referidos anteriormente. Aquí podrán ejecutarse obras de desmasificación y de utilización de redes antihurto, y que soportado por la información del balance de energía en detalle, pretende convertirse en una medida eficaz con sacrificio en los costos.

12.3 PLAN DE REDUCCIÓN DE LA MOROSIDAD

“La energía facturada no es recaudada en su totalidad, lo que da origen a las pérdidas financieras. Estas pérdidas se producen cuando los clientes no pagan sus cuentas y llegan a un estado de morosidad”¹⁷. La morosidad también es uno de los principales problemas que enfrenta Hidrandina S.A. y que siempre ha estado presente en un mayor grado, y su control también corresponde a una labor permanente y sistemática, y que bajo esta premisa, se deberá plantear una estrategia coherente y sistemática que garantice el logro de los objetivos que se planteen.

¹⁷ MARTINI, Francisco, Experiencia de Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A. en el Control del Hurto de Energía, Simposio de Ahorro y Conservación de Energía, Lima, dic. 1992.

Como ya se ha visto en capítulo 5, la morosidad ha llegado en el período 1994 al 34.21 % que representa 38.6 millones de soles que ha dejado de ingresar a caja en ese mismo período. La morosidad acumulada correspondiente a la Cartera de Clientes Importantes mas la correspondiente a la cartera de clientes comunes de Chimbote y Trujillo a marzo de 1 995 ha llegado a 43.964 millones de soles.

12.3.1 OBJETIVOS

1. META GENERAL

Lograr reducciones progresivas de morosidad del orden del 35 % anual hasta llegar a niveles del 6 % por este concepto en un período de cuatro (4) años y una recuperación de la morosidad acumulada del orden del 35 % anual.

Esta meta representaría reducir niveles de morosidad de 13 %, 8 %, 5 % y 3 % en cada uno de los años del mismo período, equivalente a ingresos adicionales 12.2, 9.2, 6 y 3.9 millones de soles respectivamente. El VAN de 190.89 millones de soles se ha calculado para un horizonte de diez años y una tasa de descuento del 12 % y la recuperación de la inversión sería en poco menos de dos meses (Ver Cuadro No 8.5). Asimismo, se ha calculado el VAN para tasas de descuento de 12%, 18% y 2% para horizontes desde 5 hasta 30 años, encontrando también rentabilidad en todos los años.

2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Lograr un Sistema de Reducción y Morosidad de aplicación permanente.
- b) Implementación de la modalidad de selectividad, priorizando a los clientes que cuentan con las mayores deudas. Tal es el caso mencionado en el capítulo 5 que el 3.48 % de clientes morosos deben el 50 % del total de las cuentas por este concepto.
- c) Autofinanciamiento del Plan, cubriendo la inversión con los mismos ingresos generados e implementando de un fondo rotativo.
- e) Contribuir a mejorar la imagen de la empresa.

12.3.2 ESTRATEGIA

La estrategia que se plantea para la reducción de la morosidad es la siguiente:

1. SEGMENTACIÓN DEL UNIVERSO OBJETIVO.

Por tipo de morosos

- a) Clientes industriales y Comerciales de grandes consumos
- b) Clientes industriales y Comerciales de medios-bajos consumos
- c) Clientes residenciales de altos ingresos (con capacidad de pago)
- d) Clientes residenciales de medios ingresos (con mediana capacidad de pago) y
- e) Clientes residenciales de bajos ingresos (sin capacidad de pago)

2. SELECTIVIDAD

De acuerdo a las siguientes modalidades

- a) Por mayores deudas con la finalidad de priorizar a aquellos sectores que generen mayor rentabilidad
- b) Por volumen de consumo
- c) Por número de meses atrasados
- d) Por causas de la morosidad

3. APLICACIÓN DE MEDIDAS

Tales como :

- a) Punitivas o de control con operativos de campo orientados a acciones radicales de cortes del servicio, que pueden ir desde el retiro de fusibles hasta el arranque total de la acometida de acuerdo a la gravedad.
- b) Comerciales o de incentivos en segmentos de bajos ingresos como facilidades de pago a largo plazo
- c) De promoción con descuentos por pronto pago.
- d) Implementación de pagos de los consumos de energía eléctrica a través de Operaciones en Cuentas Corrientes en entidades bancarias, orientados a segmentos industriales, comerciales, y residenciales de altos ingresos.
- e) Legales como cobranza coactiva orientada para los segmentos industriales, comerciales y residenciales con alta capacidad de ingresos
- f) De difusión o través de publicidad y comunicaciones escritas

4. Seguimiento y Control

a) Seguimiento a través de un software adecuado que facilite el control de las medidas aplicadas manteniendo permanentemente actualizado la estadística de cortes y tiempo respuesta del cliente y acciones en campo a aquellos clientes que no se obtenga respuesta dando énfasis a los "Grandes Morosos" con un seguimiento y control especial de manera directa y permanente.

12.3.3 POLÍTICAS QUE RESPALDAN LA ESTRATEGIA

a) La Metodología del desarrollo de actividades exclusivamente por Proyectos con justificación técnico-económica como estructura y la práctica del Sistema de Administración por Resultados también serán las bases para la aplicación de la estrategia planteada.

b) Priorización en la reducción de morosidad a clientes de mayores deudas (selectividad)

c) Deberá utilizarse todos los medios necesarios de disuasión, persuasión y coacción para respaldar la estrategia planteada.

d) El control de la morosidad corresponde a una labor permanente y sistemática.

e) Se deberá garantizar un adecuado apoyo de la tecnología de información, así como de transporte y personal técnico especializado y confiable

f) Mayor acercamiento comercial a los clientes clasificados como de bajos ingresos.

h) Todos lo clientes seleccionados por orden de prioridades deben tener igual trato.

12.3.4 PROYECTOS DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE LA MOROSIDAD (RCM)

1. PROYECTO RCM DE GRANDE MOROSOS.

Mediante el cual se debe identificar y aplicar medidas a los clientes clasificados como de grandes morosos con la finalidad de obtener mayores ingresos con menores recursos. Aquí estarán ubicados el 3.48 % de clientes que adeudan el 50 % del total de las deudas.

2. PROYECTO RCM DE MEDIANOS MOROSOS

Mediante el cual se debe identificar y aplicar medidas a los clientes clasificados como de medianos morosos. Aquí estarán ubicados el 20 % de clientes morosos que adeudan el 30 % del total del total de las deudas.

3. PROYECTO RCM DE MOROSOS MENORES

Orientado al resto de clientes que cuentan con deudas menores.

12.4 FUENTES ALTERNATIVAS DE FINANCIAMIENTO.

Uno de los principales problemas que tendrá que enfrentar Hidrandina en el futuro es conseguir los fondos necesarios para financiar sus operaciones y proyectos de inversión.

Ante ello una alternativa interesante resulta la emisión de valores en el mercado de capitales frente a los créditos en soles o dólares que otorga el sistema financiero.

Sin embargo, para poder realizar la emisión de bonos u acciones la empresa debe seguir una serie de requisitos formales ¹⁸pero sobretodo debe mejorar su imagen y reflejar credibilidad a los inversionistas individuales e institucionales para que la colocación tenga éxito. Para ello la empresa tiene que mejorar su posición financiera en el corto plazo para que pueda ser calificada por las empresas clasificadoras de riesgo¹⁹ como una empresa apta para la emisión de valores.

Para financiar algunos proyectos de inversión que no representen montos mayores entre 2 y 10 millones de dólares, la alternativa de emisión de bonos corporativos resulta atractiva, no sólo por sus ventajas que se enumeran en el cuadro No 8.6, sino porque en el

¹⁸El procedimiento para emitir acciones y bonos se detalla en el anexo No 7.

¹⁹El artículo 7 del reglamento de empresas clasificadoras de riesgo:(Resolución de CONASEV No 409-94.10) dice que los emisores de valores deben contratar cuando menos dos clasificadoras independientes entre sí. Mayores detalles ver el anexo No 7

mercado de capitales existe una aceptación a este tipo de valores, habiéndose creado una imagen de seguridad y rentabilidad de dicho valor.

CUADRO No 12.3

VENTAJAS DE LA EMISIÓN DE BONOS

- Provee a la empresa de fondos a mediano y largo plazo a un menor costo del que se obtendría al recurrir al sistema financiero,
- Si el monto total de la emisión no excede el valor del patrimonio de la empresa emisora no existe la obligación de otorgar garantías específicas que respalden el pago del monto emitido.
- El costo de emitir un bono corporativo no implica mayores gastos; el departamento legal de la empresa prepara toda la documentación, mientras que la sección de análisis financiero evalúa el proyecto que respalde la necesidad de emitir tales instrumentos.
- Los títulos pueden ser negociados en la Bolsa de Valores y además pueden ser adquiridos por inversionistas institucionales (Administradoras de Fondos de Pensiones y Fondos mutuos)

a segunda alternativa de financiamiento es la emisión de acciones en la Bolsa de Valores, para emitir estos valores basta comunicar a la

CONASEV la decisión y luego debe procederse a la inscripción en el Registro Público de Valores Mobiliarios, comprometiéndose a proporcionar información veraz y transparente al mercado en forma periódica tanto de sus estados financieros como de hechos de importancia que puedan afectar sus resultados y por ende la cotización de sus acciones.

La emisión de acciones al mercado financiero debe complementarse con planes de expansión de la empresa e igualmente debe de haber una campaña para la mejora de la imagen de la empresa, para de esta manera tener éxito en la colocación de dichos valores,

12.5 DESARROLLO TECNOLÓGICO DE LA EMPRESA

Si bien es cierto que la empresa actualmente posee una infraestructura informática de buena calidad en hardware, no la usa adecuadamente ya que no posee el software necesario. Esto se demuestra en la manera en que se toman las decisiones, estas no se basan o no están soportadas por un sistema de información estructurado, especialmente en los niveles gerenciales.

Para el desarrollo tecnológico de la empresa se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones.

1. Nombrar una comisión que estudie y diseñe un sistema de información gerencial (SIG) para la empresa sobre la base de las necesidades de información de los diferentes niveles y áreas.
2. El desarrollo en la adquisición de equipos debe estar basado en el avance tecnológico, las facilidades para el manejo de base de datos y la compatibilidad.
3. Debe implementarse las comunicaciones vía red electrónica o correo electrónico.

Las tecnologías de información recomendables para mejorar la gestión y los procesos de operaciones son

1. Sistemas de automatización de oficinas, partiendo de lo mas esencial que es el correo electrónico, procesadores de texto y hojas de calculo.
2. Sistema de soporte a la toma de decisiones. que son sistemas de información que a través de diversos grados de depuración permiten concentrar información agregada, que a su vez se desagrega fácilmente para contar con información necesaria con la finalidad de tomar decisiones complejas.
3. Sistemas de manejo eficiente de energía a través de los sistemas SCADA.

CAPITULO 13

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

13.1 CONCLUSIONES

1. El Sector Eléctrico es atractivo debido a que presenta una demanda asegurada; una política tarifaria determinada bajo un modelo de empresa eficiente; una situación política legal bajo un marco definido y una mínima rentabilidad del 12% a las inversiones. Esto hace que Hidrandina tenga potenciales posibilidades de desarrollo si da solución a su problemas internos, tanto de gestión así como la morosidad y las perdidas de energía.
2. Uno de los principales riesgos de HIDRANDINA es tener un bajo poder de negociación frente a su proveedor Electroperu, frente a un posible déficit de energía, para lo cual debe de buscar mayor independencia pudiendo ser el promotor de proyectos de generación que le garanticen una mayor autonomía.
3. Siendo el coeficiente de electrificación en el área de influencia de la empresa del orden del 45%, existe un mercado potencial que atender, en adición al crecimiento vegetativo de la demanda lo cual representa una oportunidad adicional a la empresa, siempre y

cuando de prioridad a los proyectos proporcionen una mayor utilidad y un valor actual positivo del proyecto.

4. El factor de cobertura en la compra de energía permite obtener márgenes operativos positivos. La eliminación de este factor produciría márgenes negativos y flujos de caja aun más negativos, constituyéndose en un factor decisivo en los resultados financieros de la empresa, mientras esta no logre mejorar sus operaciones que le permitan tener márgenes positivos aunque el factor de cobertura sea 1.

5. Las pérdidas totales de energía representan el 29.29% del total de energía comprada eso indica que el 70.71% de la energía comprada es la vendida, adicionalmente se tiene que la morosidad representa el 34.21% de lo vendido lo que indica que se cobra 65.79% esto da como resultado que solo se este cobrando el 45% de la energía comprada lo cual es indica el grado de ineficiencia que se tiene en los procesos operativos y de comercialización de la empresa haciendo de rada y producida se está dejando de comercializar, lo cual representa un monto de S/.90'420,000 para el ejercicio 1994, es por ello que es imperativo atacar estos dos problemas en el corto plazo, para lo cual se debe de dar las medidas correctivas de manera inmediata a través de un viraje estratégica.

6. De la evaluación de opciones estratégicas desarrolladas en el Taller de Planeamiento con las Gerencias Zonales, se llega a determinar que el factor clave y limitante en los resultados de la gestión empresarial es la carencia de tecnología apropiada para el aprovechamiento eficiente de los recursos.

7. Existe el riesgo potencial de que el límite de potencia para clientes regulados disminuya, lo que incrementaría el número de clientes libres frente a los cuales la empresa tiene menor poder de negociación. Esto acentuaría la competencia potencial en el sector.

8. De las evaluaciones realizadas se observó que existe al interior de la organización esquemas de dirección y comunicación no adecuados como un liderazgo tendiente hacia las tareas y la baja capacidad de los líderes para identificar las necesidades de sus empleados, la participación de los empleados en la toma de decisiones es mínima aun respecto de su labor, la motivación del personal es baja para el desempeño de las actividades, por lo cual se debe de dar generar un cambio radical de estos esquemas para permitir que la organización se integre y aproveche todo su potencial humano para resolver sus problemas ya que bajo esquemas rígidos no se los va poder contrarrestar.

9. La empresa actualmente tiene una dirección mecanicista orientada a las tareas la podía dar buenos resultados, en entornos estables donde se conocían o podían predecir las posibles situaciones futuras pero en un esquema turbulento donde el crecimiento del mercado es mas rápido e impredecible, con leyes y tecnologías que cambian rápidamente, el esquema mecanicista no esta dando buenos resultados por ser demasiado lento para reaccionar y adaptarse. Por lo que para este tipo de ambientes turbulentos es mas adecuado un esquema orgánico que sea mas contingente y reaccione con mayor velocidad a las diferentes circunstancias que le presenta el entorno, este es un proceso de adaptación al que HIDRANDINA S.A. no debe escapar si quiere mantenerse en el mercado bajo esquemas competitivos que le permitan tener un lugar en el mercado y crecer por lo cual es necesario se desarrollen las acciones necesarias para cambiar esquemas de trabajo y sobre todo maneras de pensar de la organización que están provocando que no pueda adaptarse.

10. La empresa tiene actualmente una imagen que la ubica en un penúltimo lugar según una encuesta realizada a nivel de todas las empresas de distribución y esto es debido principalmente a dos factores:

La atención al cliente la cual genera muchas quejas debido a el cliente debe tiene pocos lugares de atención para sus pagos, no teniéndose interconexión con los bancos para facilitar sus tramites,

los tramites que se realizan dentro de la organización son largos, no existe una diferenciación en cuanto a la atención a los diferentes tipos de clientes, haciendo que la atención a un cliente domestico y a un cliente libre mayor se realice de forma similar.

La calidad del servicio, debido a los problemas de sobrecarga del sistema existen localidades donde su voltaje llega muy por debajo de los 220 Voltios lo que coacciona que sus equipos se malogren y tengan dificultades con su iluminación y uso sus equipos, esto es debido a que las instalaciones están debajo de las condiciones mínimas de trabajo y que los problemas de robo de energía hace que estas estén sobrecargadas de manera que las caídas de tensión sean mayores que los limites técnicos permitidos.

La empresa debido a sus problemas financieros, operativos y a la imagen que tiene actualmente, no puede acceder a crédito para la realización de sus proyectos por lo que es urgente que se tomen medidas correctivas a estos puntos, que hagan que la empresa sea calificada apta para que pueda acceder a mercados financieros para buscar dinero para invertir en sus proyecto y necesidades internas para lo cual debe de mejorar su situación financiera y su imagen en el corto plazo.

13.2.- RECOMENDACIONES

1. Es necesario declarar en emergencia comercialización y control de perdidas e iniciar campanas de reducción de morosidad y perdidas en el corto plazo para lo cual se debe de iniciar con planes de segmentación para realizar un ataque selectivo y efectivo en el caso de morosidad existe un 3.4% de los clientes morosos que significan el 50% y sobre los que inicialmente se debe atacar en el caso de perdidas no técnicas se debe de comenzar por los grandes clientes y por los regulados de mayor consumo.

- 2.- Se debe de mejorar los controles de las actividades de la empresa comparándolas con la empresa modelo usada por la comisión de tarifas eléctricas que nos permitirá tomar como referencia objetivos de gestión para la empresa y comparar si nuestros costos son adecuados a nuestros ingresos o son excesivos respecto de ella.

3. Se debe buscar la descentralización de las zonales para que cada una busque y genere su propia rentabilidad y no se esconda a través de toda la empresa su ineficiencia.

4. Se debe reestructurar todo el manejo de la empresa orientándola a reducir los procedimientos y mejorar la calidad de atención a sus clientes externos e internos.

5. El uso de la tecnología en la nueva reestructuración es estratégico y vital para el éxito ya que adicionalmente de mejorar las posibilidades de atención a los clientes permite reducción de costos.
6. Se debe de realizar talleres de capacitación para los dirigente de la empresa para que utilicen técnicas de liderazgo, que sean adecuadas a cada situación, buscando aumentar el grado de confianza hacia los colaboradores creando un ambiente propicio para el intercambio de ideas a todo nivel para que se pueda aprovechar la inteligencia de toda la organización para el logro de los objetivos de la misma.
7. Deben los colaboradores tener metas que puedan alcanzar y tener formas de medición que les indique como va su desempeño en caso de que este sea positivo se le debe estimular y si este es negativo se debe de auto controlar para ello se les proporcionara sus resultados, sus metas y las mediciones del mismo. Se debe de involucrar a todos con los objetivos de la organización para que todos se sientan responsables por el logro de los objetivos organizacionales, para ello se debe incentivar el trabajo en equipo y los objetivos grupales que integren y mejoren la comunicación en todos los niveles.
8. La información debe de fluir en todos los sentidos y de forma franca y abierta, logrando que esta sea clara y pudiendo conocer como es la opinión de todos los del equipo.

9. La toma de decisiones se debe de irse integrando progresivamente a toda la empresa, de forma que los involucrados en las decisiones tengan posibilidad de estar bien informados y utilizar los conocimientos técnicos y profesionales para el logro de los objetivos de la empresa, de esta manera se van a sentir involucrados y motivados.

10. El control debe de ser descentralizado tendiendo a buscar el auto control tanto de los grupos de trabajo como de los colaboradores proporcionando la información, capacitación y ambiente adecuado para el logro de estos objetivos.

11. La estrategia genérica de la empresa es costos debiendo llegar a sus clientes en las mejores condiciones de calidad, contabilidad y a un costo adecuado y competitivo esto se lograra reestructurando las actividades de la empresa y haciendo uso intensivo de la tecnología.

12. Se debe de implementar campañas de promoción con los clientes libres que le den un valor agregado a nuestro servicio con ellos que los decida a mantenerse con nuestro servicio esto puede ser descuentos, servicios adicionales, capacitación.

CAPITULO 14

BIBLIOGRAFIA

- 1 -"Consideraciones sobre el Sector Eléctrico en el Per y en América latina"
.PERU INFORME ECONOMICO TRIMESTRAL . setiembre 1992.
- 2 -"Plan Referencial de Electricidad". MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS.
octubre 1994
- 3 - LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS D.L. No 25844.
- 4 - SEMINARIO REGIONAL SOBRE TARIFAS ELECTRICAS Huancayo,
noviembre 1993
- 5 - OLADE : Organización Latinoamericana de Energía.
- 6 - MEMORIA 1992 Hidrandina S.A.,
- 7 - MEMORIA 1993 Hidrandina S.A.
- 8 - PERU INFORME ECONOMICO TRIMESTRAL . setiembre 1992.
"Consideraciones sobre el Sector Eléctrico en el Per y en América latina"
- 9 - "Plan Referencial de Electricidad". MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS.
octubre 1994
- 10 - PERU INFORME ECONOMICO TRIMESTRAL . setiembre 1992.
"Consideraciones sobre el Sector Eléctrico en el Per y en América latina"
- 11 - Porter, Michael E. Estrategia Competitiva, Técnicas para el análisis de
los sectores industriales,Editorial Continnetal 1982,
- 12 - Porter Michael E, Ventaja Competitiva, Creación y sostenimiento de un
desempeño superior,Editorial Continental,1987
- 13 - RAPPAPORT, Alfred, Creating Shareholder Value. The Frre Press. A
Division of MacMillan, Inc, New York, 1986, U.S.A.
- 14 - LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD
D.S. No 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

- 15 - SGS DEL PERÚ S.A., Informe Final de Auditoría e Inspectoría a Hidrandina S.A. -1 994 No HD-SGS-001/95, Resultados de la Aplicación de la Guía de Fiscalización, 1 995
- 16 - CENERGÍA, Proyecto Mejora de los Sistemas Regionales de Distribución Eléctrica del Perú, Informe Ejecutivo, Lima, jul 1994.
- 17 - HIDRANDINA S.A., Plan de la Oficina de Control de Pérdidas- 1 995, Trujillo, ene 1 995.
- 18 - MINISTERIO ENERGIA MINAS, Abril 1994, Encuesta sobre la calidad del mercado Eléctrico,
- 19 - MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, Plan Referencial de Electricidad, actualizado a Oct 1 994, Lima
- 20 - CENERGÍA, Proyecto Mejora de los Sistemas Regionales de Distribución Eléctrica del Perú, Informe Ejecutivo, Lima, jul 1994.
- 21 - HIDRANDINA S.A., Plan Operativo y Presupuesto 1 995, Trujillo Ene 1995,
- 22 - HIDRANDINA S.A., Evaluación Plan de Gestión al IV Trimestre 1 994.
- 23 - D.S. No 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
- 24 KIOMARK S.R.L. Consultores de Empresas, Estudio de Reestructuración del Sistema de Abastecimientos de- Hidrandina S.A., Trujillo, jul 1 994,
- 25 - DAVID, Fred, R., Fundamental of Estrategic Management, Merrill Publishing Company, 1 986.
- 26 - Leland M. Wooton, La organizacion disociada en America Latina, Administracion de empresas Año XIV- N 166- ene 1984
- 27 - Administración James A.F. Stoner / Charles Walker Tercera Edicion Prentice hall Hispanoamerica, S.A.
- 28 - Nuevas Tecnologías, Biblioteca de Electrónica e informática, Ediciones Orbis S.A. 1986
- 29 - La Era Electrónica, Revista Electrónica, Marcombo S.A. 1986
- 30 - Journal of Power Review, The Institute of electrical and power Ingeneere 1989

31 - Journal of Power Review, The Institute of electrical and power Ingeneere
1989

15.- ANEXOS

- 1.- Estado de Ganacias y Pérdidas por Naturaleza
- 2.- Estado de Ganacias y Pérdidas por Destino
- 3.- Indicadores Financieros Ajustados al 31.12.95
- 4.- Balance General Ajustado al 31.12.95
- 5.- Balance de Energía Eléctrica - 1995
- 6.- Balance de Energía Eléctrica - 1,994
- 7.- Anexos Económicos
- 8.- Resultado Económico de las Empresas del Sector Público de Electricidad.
- 9.- Estructura de Costos
- 10.- Formulación de Presupuesto de Inversiones 1,995
- 11.- Distribución de la Morosidad
- 12.- Sistema Interconectado Centro Norte: Balance Oferta-Demanda de Energía.
- 13.- Sistema Interconectado Centro Norte: Balance Oferta-Demanda de Potencia.
- 14.- Distribución de Costos Operativos al 11.94
- 15.- Distribución de Costos de Recursos Humanos - 1994
- 16.- Distribución Porcentual de Costos de Recursos Humanos - 1994

ANEXO - 1
HIDRANDINA S.A.
ESTADO DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS
NATURALEZA. AJUSTADO POR INFLACIÓN AL 31.12.95
(En nuevos soles)

NOMENCLATURA	Al 31.12.95 Ajustado	(%)	Al 31.12.94 Reexpresado	(%)
I. FACTURACIÓN				
MUY ALTA TENSIÓN MAT	4,108,567		4,086,426	
ALTA TENSIÓN AT	918,484		980,334	
MEDIA TENSIÓN MT	18,600,849		12,111,234	
MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y 2 POTENCIAS MT2	5,854,746		3,888,883	
MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y 1 POTENCIA MT3	11,791,067		4,431,384	
MEDICIÓN SIMPLE DE ENERGÍA Y 1 POTENCIA MT4	11,801,673		19,078,596	
MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y 2 POTENCIAS BT2	235,756		213,732	
MEDICIÓN DOBLE DE ENERGÍA Y 1 POTENCIA BT3	1,309,808		1,518,028	
MEDICIÓN SIMPLE DE ENERGÍA Y 1 POTENCIA BT4	6,416,123		6,112,111	
MEDICIÓN SIMPLE DE ENERGÍA BT5	67,213,187		51,386,106	
PENSIÓN FIJA RESIDENCIAL	9,296,411		15,056,891	
BENEF. ESP. REGUL. DEUDAS ELÉCTRICAS	5,707,924		0	
ALUMBRADO PUBLICO	4,754,367			
RECUPERO DE ENERGIA	196,838		0	
INGRESO POR LUZ Y FUERZA	148,205,800		118,863,725	
DEVOLUCIONES DEL EJERCICIO	(87,425)		(273,268)	
TOTAL FACTURACIÓN (NETO)	148,118,375		118,590,457	
INGRESOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	3,723,502		2,218,660	
TOTAL INGRESOS DE OPERACIÓN	151,841,877		120,809,117	
II. COSTOS DE SERVICIO				
COMBUSTIBLES LUBRICANTES	1,116,585	0.72	1,102,169	0.92
SUMINISTROS DIVERSOS	6,245,015	4.05	6,372,517	5.31
COMPRA DE ENRGÍA EN BLOQUE	92,901,744	60.31	69,009,075	57.52
CARGAS DE PERSONAL	19,651,980	12.76	17,185,379	14.32
SERV. PRESTADOS POR TERCEROS	11,094,005	7.20	9,526,821	7.94
TRIBUTOS	1,522,562	0.99	1,430,932	1.19
CARGAS DIVERSAS DE GESTIÓN	1,788,315	1.16	2,232,084	1.86
CARGAS EXCEPCIONALES	20,129	0.01	1,640	0.00
CARGAS FIANACIERAS	3,441	0.00	9,828	0.01
DEPRECIACION DE MUEBLES MAQUINARIAS Y EQUIPO	14,703,365	9.55	7,084,211	5.90
CUENTAS DE COBRANZA DUDOSA	1,041,025	0.68	3,113,928	7.60
COMPENSACIÓN POR TIEMPO DE SERVICIO	3,949,074	2.56	2,901,254	2.42
TOTAL COSTO DEL SERVICIO	154,037,240	100.00	119,969,838	100.00
RESULTADO DE OPERACIÓN	(2,195,363)		839,279	
III. OTROS INGRESOS (EGRESOS)				
INGRESOS FINANCIEROS	9,508,741		17,221,324	
INGRESOS DIVERSOS	4,607,222		13,266,334	
GASTOS FINANCIEROS	(51,187)		(3,162,085)	
OTROS GASTOS	(6,777,576)		(15,139,321)	
TOTAL OTROS INGRESOS/EGRESOS	7,287,200		12,186,252	
RESULTADO DEL EJERCICIO	5,091,837		13,025,531	
RESULTADOS POR EXPOSICIÓN A LA INFLACIÓN	1,301,267		(5,269,569)	
IMPUESTO A LA RENTA	(1,273,908)			
RESULTADO DEL EJERCICIO	5,119,196		7,755,962	

FUENTE : Estados Financieros Hidrandina S.A.

ANEXO - 2
HIDRANDINA S.A.
ESTADO DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS
***** POR DESTINO *** (FUNCION). AJUSTADO POR INFLACIÓN AL 31.12.95**
(En nuevos soles)

NOMENCLATURA	Al 31.12.95 Ajustado	(%)	Al 31.12.94 Reexpresado	(%)
I. FACTURACIÓN				
MUY ALTA TENSIÓN (MAT)	4,108,567		4,086,426	
ALTA TENSIÓN (AT)	918,484		980,334	
MEDIA TENSIÓN (MT)	18,600,849		12,111,234	
MEDICIÓN MT2, MT3 Y MT4	29,447,486		27,398,863	
MEDICIÓN BT2, BT3 Y BT4	7,961,687		7,843,871	
MEDICIÓN SIMPLE DE ENERGÍA BT5	67,213,187		51,386,106	
PENSIÓN FIJA RESIDENCIAL	9,296,411		15,056,891	
BENEF. ESP. REGUL. DEUDAS ELÉCTRICAS	5,707,924		0	
ALUMBRADO PUBLICO	4,754,367		0	
RECUPERO DE ENERGIA	196,838		0	
INGRESO POR LUZ Y FUERZA	148,205,800		118,863,725	
DEVOLUCIONES DEL EJERCICIO	(87,425)		(273,268)	
TOTAL FACTURACIÓN (NETO)	148,118,375		118,590,457	
INGRESOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	3,723,502		2,218,660	
TOTAL INGRESOS DE OPERACIÓN	151,841,877		120,809,117	
II. COSTOS DE SERVICIO				
GASTOS DE OPERACIÓN	6,639,841	4.31	8,742,638	7.29
GASTOS DE SISTEMAS TRASMISION E INTERCONEXIÓN	4,406,267	2.86	4,279,761	3.57
ENERGÍA ADQUIRIDA EN BLOQUE	92,901,744	60.31	69,009,075	57.52
GASTOS DE DISTRIBUCIÓN	33,109,743	21.49	17,220,333	11.95
GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN	10,534,364	6.84	14,337,842	11.95
GASTOS ORGANOS DE GOBIERNO Y EJECUTIVOS	6,445,281	4.18	6,192,562	5.16
GASTOS Y PÉRDIDAS EXTRAORDINARIAS		0.00	187,627	0.16
TOTAL COSTO DEL SERVICIO	154,037,240	100.00	119,969,838	100.00
RESULTADO DE OPERACIÓN	(2,195,363)		839,279	
III. OTROS INGRESOS (EGRESOS)				
INGRESOS FINANCIEROS	9,508,741		17,221,324	
INGRESOS DIVERSOS	4,607,222		13,266,334	
GASTOS FINANCIEROS	(51,187)		(3,162,085)	
GASTOS DE EJERCICIOS ANTERIORES	(6,777,576)		(15,139,321)	
TOTAL OTROS INGRESOS/EGRESOS	7,287,200		12,186,252	
RESULT. DEL EJERCICIO GANANCIAS (PÉRDIDAS)	5,091,837		13,025,531	
RESULTADOS POR EXPOSICIÓN A LA INFLACIÓN	1,301,267		(5,269,569)	
IMPUESTO A LA RENTA	(1,273,908)			
RESULT. DEL EJERCICIO GANANCIAS (PÉRDIDAS)	5,119,196		7,755,962	

FUENTE : Estados Financieros Hidrandina S.A.

ANEXO - 3
HIDRANDINA S.A.
INDICADORES FINANCIEROS A VALORES AJUSTADOS AL 31.12.95
(En nuevos soles)

		31.12.95	31.12.94	31.12.93	31.12.92
1. Liquidez					
1.1. Liquidez general		358.1%	248.9%	192.0%	200.0%
	Activo Corriente	97,289,596			
	Pasivo Corriente	27,167,081			
1.2. Prueba ácida		337.4%	230.5%	142.0%	130.0%
	Act. Corr.-Exist.-Gastos Pagados por anticipado	91,666,635			
	Pasivo Corriente	27,167,081			
2. Gestión					
2.1. Costo de ventas a ventas		101.4%	99.3%	97.0%	116.0%
	Costo de Ventas	154,037,240			
	Ventas Netas	151,841,877			
2.2. Gastos financieros a ventas		0.0%	2.6%	13.0%	71.0%
	Gastos financieros	51,187			
	Ventas Netas	151,841,877			
3. Solvencia					
3.1. Endeudamiento patrimonial		20.5%	32.5%	120.0%	101.0%
	Pasivo total	73,688,268			
	Patrimonio	359,533,556			
3.2. Endeudamiento activo fijo a largo plazo		43.0%	51.0%	79.0%	65.0%
	Deuda a largo plazo	102,127,840			
	Activo Fijo (Neto)	237,456,431			
4. Rentabilidad					
4.1. Rentabilidad neta del patrimonio		1.4%	2.6%	-8.0%	-79.0%
	Utilidad Neta	5,119,196			
	Patrimonio	359,533,556			
4.2. Rentabilidad por acción		1.5%	10.5%	-18.0%	-217.0%
	Utilidad Neta	5,119,196			
	Capital	350,747,583			
4.3. Rentabilidad de ventas netas		3.4%	6.4%	-13.0%	-131.0%
	Utilidad Neta	5,119,196			
	Ventas Netas	151,841,877			
4.4. Rentabilidad sobre la inversión		1.2%	1.9%	-13.0%	-131.0%
	Utilidad Neta	5,119,196			
	Activo total	433,221,824			
5. Valor contable		102.5%	405.4%	235.0%	273.0%
	Patrimonio	359,533,556			
	Capital	350,747,583			

FUENTE : Hidrandina S.A., Oficina Administración y Finanzas.

ANEXO - 4
HIDRANDINA S.A.
BALANCE GENERAL AJUSTADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 1,995
(En nuevos soles)

	Al 31.12.95 Ajustado	(%)	Al 31.12.94 Reexpresado	(%)		Al 31.12.95 Ajustado	(%)	Al 31.12.94 Reexpresado	(%)
A. ACTIVO					B. PASIVO				
I. ACTIVO CORRIENTE					I. PASIVO CORRIENTE				
1. CAJA Y BANCOS	7,901,320	1.82%	6,228,446	1.56%	18. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES	20,272,299	4.68%	19,785,281	4.97%
2. VALORES NEGOCIABLES	3,052,015	0.70%	1,585,651	0.40%	19. OTRAS CUENTAS POR PAGAR	6,894,782	1.59%	12,289,412	3.09%
3. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES	45,251,556	10.45%	38,444,594	9.65%	20. FILIAL (O PRINCIPAL) Y AFILIADA		0.00%	252,726	0.06%
5. OTRAS CUENTAS POR COBRAR	20,284,719	4.68%	15,234,698	3.82%					
6. FILIALES (O PRINCIPAL) Y AFILIADAS	6,593,672	1.52%	7,191,907	1.81%					
7. EXISTENCIAS	8,583,353	1.98%	5,832,970	1.46%					
8. GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	5,622,961	1.30%	5,959,755	1.50%					
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	97,289,596	22.46%	80,478,021	20.20%	TOTAL PASIVO CORRIENTE	27,167,081	6.27%	32,327,419	8.12%
II. ACTIVO NO CORRIENTE					II. PASIVO NO CORRIENTE				
9. CUENTAS POR COBRAR A LARGO PLAZO	88,197,123	20.36%	82,399,066	20.69%	22. DEUDA A LARGO PLAZO	38,794,939	8.95%	57,790,212	14.51%
11. INVERSIONES EN VALORES	741,200	0.17%	806,426	0.20%	23. FONDO LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD				
12. INMUEBLES, MAQUINARIA Y EQUIPO	475,602,250	109.78%	444,411,915	111.57%	24. PROVISIÓN DE BENEFICIOS SOCIALES	5,872,398	1.36%	5,420,305	1.36%
13. DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN ACUMULADA	(238,145,819)	-54.97%	(226,554,232)	-56.88%	25. FILIAL (O PRINCIPAL) Y AFILIADA	1,853,850	0.43%	2,050,676	0.51%
14. OTROS ACTIVOS	9,537,474	2.20%	16,792,171	4.22%					
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	335,932,228	77.54%	317,855,346	79.80%	TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	46,521,187	10.74%	65,261,193	16.38%
					TOTAL PASIVO	73,688,268	17.01%	97,588,612	24.50%
					III. GANANCIAS DIFERIDAS				
					26. OTROS INGRESOS DIFERIDOS			304,394	0.08%
					TOTAL GANANCIAS DIFERIDAS			304,394	0.08%
					IV. PATRIMONIO				
					27. CAPITAL SOCIAL	350,747,583	80.96%	74,113,397	18.61%
					28. CAPITAL ADICIONAL	3,666,776	0.85%	151,961,456	38.15%
					31. RESULTADOS ACUMULADOS			74,365,505	18.67%
					32. RESULTADO DEL EJERCICIO	5,119,197	1.18%		
					TOTAL PATRIMONIO	359,533,556	82.99%	300,440,358	75.42%
TOTAL ACTIVO	433,221,824	100.00%	398,333,367	100.00%	TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	433,221,824	100.00%	398,333,364	100.00%

FUENTE : Estados Financieros Hidrandina S.A.

ANEXO - 5
HIDRANDINA S.A.
BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA - 1995
(MWh)

Concepto	Clientes Mayores	G.Z. La libertad	G.Z. A. Costa	G.Z. A. Sierra	G.Z. Cajamarca	Total
1 Energía producida		5,354	3,028	3,578	6,139	18,099
2 Compra de energía	79,666	484,786	214,667	37,809	30,437	847,365
3 Consumo propio		41	15	57	250	363
4 Pérdidas en transmisión y transformación	2,096	13,839	14,152	2,906	305	33,298
- En porcentaje	2.63%	2.82%	6.50%	7.03%	0.84%	3.85%
5 Energía total disponible	77,569	476,260	203,528	39,976	36,021	833,354
6 Venta de energía en MAT y AT	35,953	6,099	0	0	0	42,052
7 Energía distribuida en MT y BT (5 - 6)	41,616	470,161	203,528	39,976	36,021	791,302
8 Venta de energía en MT y -BT	41,616	299,605	146,560	27,222	26,387	541,390
- En MT	41,616	127,026	80,364	1,091	813	250,910
- En BT		172,579	66,196	26,131	25,574	290,480
9 Pérdidas en distribución (7 - 8)	0	170,556	56,968	12,754	9,634	249,912
- En porcentaje	0.00%	36.28%	27.99%	31.90%	26.75%	31.58%
- Incidencia a nivel empresa	0.00%	68.25%	22.80%	5.10%	3.85%	100.00%
10 Ventas a clientes finales (6 + 8)	77,569	305,704	146,560	27,222	26,387	583,442
11 Pérdidas totales	2,096	184,395	71,120	15,660	9,939	283,210
- En porcentaje	2.63%	37.62%	32.67%	37.89%	27.36%	32.74%
- Incidencia a nivel empresa	0.77%	65.11%	25.11%	5.53%	3.51%	100.00%

FUENTE : Hidrandina S.A., Of. Desarrollo Empresarial, Evaluación de Gestión 1 995.

ELABORACIÓN : Hidrandina S.A., Of. Desarrollo Em`presarial.

ANEXO - 6
HIDRANDINA S.A.
BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA - 1994
(MWh)

Concepto	Clientes Mayores	G.Z. La libertad	G.Z. A. Costa	G.Z. A. Sierra	G.Z. Cajamarca	Total
1 Energía producida		4,847	3,095	2,936	5,780	16,658
2 Compra de energía	64,718	474,123	242,234	42,020	29,072	852,167
3 Consumo propio		41	15	57	269	382
4 Pérdidas en transmisión y transformación	3,721	21,048	18,067	1,085	207	44,129
- En porcentaje	5.75%	4.39%	7.37%	2.42%	0.60%	5.08%
5 Energía total disponible	60,997	457,881	227,247	43,813	34,376	824,314
6 Venta de energía en MAT y AT	34,856	6,774	0	0	0	41,630
7 Energía distribuida en MT y BT (5 - 6)	26,141	451,106	227,247	43,813	34,376	782,684
8 Venta de energía en MT y -BT	26,141	292,189	181,335	28,833	24,974	553,472
- En MT	26,141	106,646	111,996	1,434		246,216
- En BT		185,543	69,339	27,399	24,974	307,256
9 Pérdidas en distribución (7 - 8)	0	158,917	45,912	14,980	9,403	229,212
- En porcentaje	0.00%	35.23%	20.20%	34.19%	27.35%	29.29%
- Incidencia a nivel empresa	0.00%	69.33%	20.03%	6.54%	4.10%	100.00%
10 Ventas a clientes finales (6 + 8)	60,997	298,963	181,335	28,833	24,974	595,102
11 Pérdidas totales	3,721	179,965	63,979	16,065	9,609	273,340
- En porcentaje	5.75%	37.58%	26.08%	35.78%	27.79%	31.47%
- Incidencia a nivel empresa	1.36%	65.84%	23.41%	5.88%	3.52%	100.00%

FUENTE : Hidrandina S.A., Of. Desarrollo Empresarial, Evaluación de Gestión 1 994.

ELABORACIÓN : Hidrandina S.A., Of. Desarrollo Empresarial.

ANEXO - 7
HIDRANDINA S.A.
RESULTADOS ECONÓMICOS
(En miles de soles)

Cuenta	AI 31.12.90	AI 31.12.91	AI 31.12.92	AI 31.12.93	AI 31.12.94	AI 31.12.95
1 Activo Corriente	10,489	38,309	52,144	76,928	73,968	97,290
2 Inmuebles, maquinaria y equipo	19,536	37,500	98,654	127,947	200,236	237,456
3 Activo No Corriente	30,255	56,920	149,506	203,011	292,146	335,932
4 Pasivo Corriente	6,627	37,890	26,115	40,070	29,713	27,167
5 Pasivo No Corriente	6,532	17,016	74,882	112,239	59,983	46,521
6 Ganancias Diferidas	10,319	12,679	298	174	279	
7 Capital Social	830	830	36,741	54,191	68,119	350,748
8 Patrimonio	17,266	27,644	100,356	127,455	276,140	359,534
9 Ingresos de Operación	7,877	28,947	61,269	74,090	111,038	151,842
10 Costos de Operación	10,369	37,318	70,868	72,164	110,266	154,037
11 Resultado de Operación	(2,492)	(8,371)	(9,599)	1,927	772	(2,195)
12 Total otros Ingresos/Egresos	(1,632)	2,417	4,377	2,976	11,201	7,287
13 Resultados del Ejercicio	(4,124)	(5,955)	(5,222)	4,903	11,973	5,092
14 REI			(74,368)	(14,711)	(4,843)	1,301
15 Resultado después del REI	(4,124)	(5,955)	(79,590)	(9,807)	7,130	6,393
16 Liquidez General : (1) / (4)	158.29%	101.11%	199.67%	191.98%	248.94%	358.12%
17 Costo de Ventas a Ventas : (10) / (9)	131.63%	128.92%	115.67%	97.40%	99.30%	101.45%
18 Endeudamiento Patrimonial ((4) + (5)) / (8)	76.21%	198.62%	100.64%	119.50%	32.48%	20.50%
19 Rentabilidad neta del Patrimonio (15) / (8)	-23.89%	-21.54%	-79.31%	-7.69%	2.58%	1.78%
20 Rentabilidad por Acción : (15) / (7)	-497.08%	-717.71%	-216.63%	-18.10%	10.47%	1.82%
21 Rentabilidad de Ventas Netas : (15) / (9)	-52.35%	-20.57%	-129.90%	-13.24%	6.42%	4.21%
22 Rentabilidad General (ROI) (15) / ((1) + (3))	-10.12%	-6.25%	-39.47%	-3.50%	1.95%	1.48%

FUENTE : HIDRANDINA S.A., Memorias Anuales 1 991, 1992, 1993, 1994 Estados Financieros 1 995

ELABORACION : Propia.

ANEXO - 8
RESULTADO ECONÓMICO DE LAS EMPRESAS
DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD
(En miles de soles)

EMPRESAS	Al 30.06.94			Al 31. 12.93	
	Utilidad (Pérdida) Operación	Utilidad (Pérdida) Ejercicio	Rentabilidad General (%)	Utilidad (Pérdida) Ejercicio	Rentabilidad General (%)
GENERADORAS					
EDEGEL	34,065	34,068	9.56%		
EGEM	2,273	4,893	1.87%		
ELECTROPERÚ	14,500	4,545	0.12%	23,336	0.57%
EGA	3,110	3,101	0.85%		
ETEVEN	5,232	2,451	15.68%	483	2.18%
DISTRIBUIDORAS					
ELECTROLIMA				4,498	0.45%
EDELSUR	7,846	10,145	5.11%		
EDELNOR	5,765	7,783	3.61%		
SEAL	3,927	5,581	9.86%	(1,171)	-2.32%
HIDRANDINA	750	883	0.66%	(4,657)	-3.50%
ELECTROSUR	196	560	2.08%	267	1.00%
ELECTRO NOROESTE	33	65	0.06%	3,744	3.71%
ELECTRO SURESTE	(1,042)	(871)	-9.11%	349	0.55%
ELECTRO NORTE	(358)	(1,059)	-2.14%	(2,197)	-4.56%
ELECTRO SURMEDIO	427	(1,132)	-2.98%	(2,809)	-7.54%
ELECTRO CENTRO	(3,283)	(3,791)	-2.28%	(9,699)	-6.14%
ELECTRO ORIENTE	(2,408)	(8,959)	-9.52%	(2,451)	-2.46%
TOTAL	71,033	58,263	0.99%	9,693	0.21%

FUENTE : Estados Financieros de las Empresas.

ELABORACIÓN : Ing. Walter Peche, Ministerio de Energía y Minas.

ANEXO - 9
HIDRANDINA S.A.
ESTRUCTURA DE COSTOS

Cuenta	AI 31.12.90	AI 31.12.91	AI 31.12.92	AI 31.12.93	AI 31.12.94	AI 31.12.95
1 Combustibles y lubricantes	1.78%	0.86%	0.86%	1.00%	0.92%	0.72%
2 Suministros diversos	2.70%	4.06%	4.08%	4.14%	5.31%	4.05%
3 Fondo de Transf. Apoyo Rer. (FOTAR)	17.86%	0.25%	0.25%			
4 Compra energía en bloque		51.87%	52.22%	64.09%	57.52%	60.31%
5 Cargas de personal	18.00%	17.03%	17.58%	12.61%	14.32%	12.76%
6 Serv. prestado por terceros	5.16%	8.85%	8.76%	9.88%	7.94%	7.20%
7 Tributos	2.52%	3.52%	3.46%	0.92%	1.19%	0.99%
8 Cargas diversas de gestión	7.43%	1.96%	1.92%	2.27%	1.86%	1.16%
9 Cargas excepcionales		0.03%	0.02%	0.00%	0.00%	0.01%
10 Cargas financieras				0.00%	0.01%	
11 Depreciación	7.54%	3.35%	3.14%	3.56%	5.90%	9.55%
12 Cuenta de cobranza dudosa		2.40%	2.25%	0.10%	2.60%	0.68%
13 Compensación por tiempo de servicio	35.76%	5.82%	5.45%	1.43%	2.42%	2.56%

FUENTE : Hidrandina S.A., Memorias Anuales 1 991, 1992, 1993, 1994 Estados Financieros 1 995

ELABORACION : Propia.

ANEXO - 10
HIDRANDINA S.A.
FORMULACIÓN PRESUPUESTO DE INVERSIONES 1 995

	Miles de S/.	%
Por Programas de obras		
1 Ampliación de la Frontera Eléctrica	70261	90.66%
2 Rehabilitación y Repotenciación Sistemas	7078	9.13%
3 Otros Convenios	160	0.21%
TOTAL	77499	100.00%
Por Gerencia Zonales		
1 La Libertad	31,899	41.16%
2 Ancas Costa	25,110	32.40%
3 Ancash Sierra	6,795	8.77%
4 Cajamarca	13,695	17.67%
TOTAL	77,499	100.00%
Por Fuente de Financiamiento		
1 Tesoro Público	25508	32.91%
2 PRODEIS	4959	6.40%
3 FONAVI	1993	2.57%
4 FONAFE	18304	23.62%
5 Recursos Propios	7078	9.13%
6 Créditos por Concertar	19497	25.16%
7 Otros Convenios	160	0.21%
TOTAL	77499	100.00%

FUENTE :Hidrandina S.A., Oficina Técnica

ELABORACIÓN : Oficina Técnica.

ANEXO - 11
HIDRANDINA S.A.
DISTRIBUCION DE LA MOROSIDAD

	No Clientes	5	16	112	133
	% incidencia	3.76%	12.03%	84.21%	100.00%
Clientes importantes La Libertad	Acumulado	3.76%	15.79%	100.00%	
	Deuda (S/.)	2,255,900	1,153,755	845,146	4,254,801
	% incidencia	53.02%	27.12%	19.86%	100.00%
	Acumulado	53.02%	80.14%	100.00%	
	No Clientes	2,610	7,496	20,897	31,003
	% incidencia	8.42%	24.18%	67.40%	100.00%
Clientes Comunes Trujillo	Acumulado	8.42%	32.60%	100.00%	
	Deuda (S/.)	15,954,047	9,572,108	845,146	26,371,301
	% incidencia	60.50%	36.30%	3.20%	100.00%
	Acumulado	60.50%	96.80%	100.00%	
	No Clientes	1	5	131	137
	% incidencia	0.73%	3.65%	95.62%	100.00%
Clientes importantes Ancash Costa	Acumulado	0.73%	4.38%	100.00%	
	Deuda (S/.)	2,185,592	973,198	674,336	3,833,126
	% incidencia	57.02%	25.39%	17.59%	100.00%
	Acumulado	57.02%	82.41%	100.00%	
	No Clientes	1,327	3,612	10,725	15,664
	% incidencia	8.47%	23.06%	68.47%	100.00%
Clientes Comunes Chimbote	Acumulado	8.47%	31.53%	100.00%	
	Deuda (S/.)	1,984,914	1,190,744	793,877	3,969,535
	% incidencia	50.00%	30.00%	20.00%	100.00%
	Acumulado	50.00%	80.00%	100.00%	
	No Clientes	1,635	9,407	35,895	46,937
	% incidencia	3.48%	20.04%	76.47%	100.00%
Consolidado	Acumulado	3.48%	23.53%	100.00%	
	Deuda (S/.)	21,982,412	13,189,920	8,792,425	43,964,757
	% incidencia	50.00%	30.00%	20.00%	100.00%
	Acumulado	50.00%	80.00%	100.00%	

FUENTE : Hidrandina S.A., Base de Datos de Cuenta Corriente.
ELABORACION : Propia

ANEXO - 12
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE
BALANCE OFERTA DEMANDA DE ENERGÍA

Año	TENDENCIAL				(Gwh) BASE				ALTO			
	Dem.	Tasa Crecim.	Oferta	Superavit (Déficit)	Dem.	Tasa Crecim.	Oferta	Superavit (Déficit)	Dem.	Tasa Crecim.	Oferta	Superavit (Déficit)
1994	11,768	9.0%	11,768	0	11,768	9.0%	11,768	0	11,985	11.0%	11,985	0
1995	12,373	5.1%	12,373	0	12,461	5.9%	12,461	0	12,828	7.0%	12,828	0
1996	13,007	5.1%	12,373	(634)	13,192	5.9%	12,373	(819)	13,726	7.0%	12,373	(1,353)
1997	13,670	5.1%	12,373	(1,297)	13,963	5.8%	12,373	(1,590)	14,685	7.0%	12,373	(2,312)
1998	14,362	5.1%	12,373	(1,989)	14,985	7.3%	12,373	(2,612)	15,930	8.5%	12,373	(3,557)
1999	15,082	5.0%	12,373	(2,709)	16,393	9.4%	12,373	(4,020)	17,566	10.3%	12,373	(5,193)
2000	15,855	5.1%	12,373	(3,482)	17,374	6.0%	12,373	(5,001)	18,767	6.8%	12,373	(6,394)
2001	16,669	5.1%	12,373	(4,296)	18,403	5.9%	12,373	(6,030)	19,932	6.2%	12,373	(7,559)
2002	17,517	5.1%	12,373	(5,144)	19,485	5.9%	12,373	(7,112)	21,160	6.2%	12,373	(8,787)
2003	18,397	5.0%	12,373	(6,024)	20,620	5.8%	12,373	(8,247)	22,453	6.1%	12,373	(10,080)
2004	19,342	5.1%	12,373	(6,969)	21,808	5.8%	12,373	(9,435)	23,812	6.1%	12,373	(11,439)
2005	20,333	5.1%	12,373	(7,960)	23,050	5.7%	12,373	(10,677)	25,235	6.0%	12,373	(12,862)
2006	21,362	5.1%	12,373	(8,989)	24,347	5.6%	12,373	(11,974)	26,726	5.9%	12,373	(14,353)
2007	22,438	5.0%	12,373	(10,065)	25,703	5.6%	12,373	(13,330)	28,291	5.9%	12,373	(15,918)
2008	23,572	5.1%	12,373	(11,199)	27,120	5.5%	12,373	(14,747)	29,931	5.8%	12,373	(17,558)

FUENTE : Ministerio de Energía y minas, Plan Referencial de Electricidad, actualización Oct. 1 994.

ELABORACIÓN : Ministerio de Energía y minas.

ANEXO - 13
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE
BALANCE OFERTA DEMANDA DE POTENCIA

Año	TENDENCIAL				BASE				ALTO			
	Dem.	Tasa Crecim.	Oferta	Superavit (Déficit)	Dem.	Tasa Crecim.	Oferta	Superavit (Déficit)	Dem.	Tasa Crecim.	Oferta	Superavit (Déficit)
1994	1,987	9.0%	2,090	103	1,987	9.0%	2,090	103	2,022	11.0%	2,090	68
1995	2,086	5.0%	2,166	80	2,101	5.7%	2,166	65	2,163	7.0%	2,166	3
1996	2,191	5.0%	2,162	(29)	2,223	5.8%	2,162	(61)	2,313	6.9%	2,162	(151)
1997	2,301	5.0%	2,162	(139)	2,351	5.8%	2,162	(189)	2,472	6.9%	2,162	(310)
1998	2,416	5.0%	2,162	(254)	2,521	7.2%	2,162	(359)	2,680	8.4%	2,162	(518)
1999	2,535	4.9%	2,162	(373)	2,755	9.3%	2,162	(593)	2,953	10.2%	2,162	(791)
2000	2,663	5.0%	2,122	(541)	2,918	5.9%	2,122	(796)	3,152	6.7%	2,122	(1,030)
2001	2,797	5.0%	2,122	(675)	3,088	5.8%	2,122	(966)	3,345	6.1%	2,122	(1,223)
2002	2,937	5.0%	2,122	(815)	3,267	5.8%	2,122	(1,145)	3,548	6.1%	2,122	(1,426)
2003	3,081	4.9%	2,122	(959)	3,455	5.8%	2,122	(1,333)	3,762	6.0%	2,122	(1,640)
2004	3,238	5.1%	2,122	(1,116)	3,651	5.7%	2,122	(1,529)	3,987	6.0%	2,122	(1,865)
2005	3,402	5.1%	2,122	(1,280)	3,856	5.6%	2,122	(1,734)	4,221	5.9%	2,122	(2,099)
2006	3,571	5.0%	2,122	(1,449)	4,070	5.5%	2,122	(1,948)	4,467	5.8%	2,122	(2,345)
2007	3,748	5.0%	2,122	(1,626)	4,293	5.5%	2,122	(2,171)	4,725	5.8%	2,122	(2,603)
2008	3,934	5.0%	2,122	(1,812)	4,526	5.4%	2,122	(2,404)	4,995	5.7%	2,122	(2,873)

FUENTE : Ministerio de Energía y minas, Plan Referencial de Electricidad, actualización Oct. 1 994.

ELABORACIÓN : Ministerio de Energía y minas.

ANEXO - 14
HIDRANDINA S.A.
DISTRIBUCIÓN DE COSTOS OPERATIVOS-AL 11.94
(NO INCLUYE RR.HH. NI COMPRA ENERGÍA)

Actividad	Costos Miles S/.	%	Redondeo
Infraestructura	576	3.8%	4%
Administración RR.HH.	41	0.3%	1%
Desarrollo Tecnológico	206	1.4%	2%
Abastecimiento	55	0.4%	1%
Logística de entrada	961	6.4%	6%
Operaciones	8,627	57.0%	55%
Logística de salida	466	3.1%	3%
Mercadotecnia	3,729	24.6%	25%
Servicio	466	3.1%	3%
	15,126	100.0%	100.0%

FUENTE : Estado de Ganancias y Pérdidas al 11.94

ELABORACIÓN : Propia sobre la base de estimaciones

ANEXO - 15
HIDRANDINA S.A.
DISTRIBUCIÓN DE COSTOS DE RECURSOS HUMANOS-1 994

Actividad	Act. Gen.	Sede Empresa	G. Zonal La Libertad	G. Zonal Ancash C.	G. Zonal Ancash S.	G. Zonal Cajamarca	Total	(%)
Infraestructura	I	1,615,173	539,364	594,023	483,578	211,009	3,443,147	22.25%
Administración RR.HH.	RH	147,233	112,273	172,732	65,945	65,492	563,675	3.64%
Desarrollo Tecnológico	DT	152,110	0	0	0	0	152,110	0.98%
Abastecimiento	A	51,069	332,674	419,372	168,522	129,237	1,100,874	7.11%
Logística de entrada	LE	115,770	619,492	483,705	83,549	0	1,302,515	8.42%
Operaciones	O	115,770	2,501,277	1,318,535	960,324	1,042,464	5,938,369	38.37%
Logística de salida	LS	317,386	213,227	138,937	0	0	669,550	4.33%
Mercadotecnia	M	0	654,785	692,340	375,354	256,240	1,978,719	12.79%
Servicio	S	0	96,999	145,316	60,342	23,734	326,391	2.11%
Total		2,514,510	5,070,090	3,964,960	2,197,614	1,728,176	15,475,350	100.00%
Incidencia en el total empresa		16.25%	32.76%	25.62%	14.20%	11.17%	100.00%	0.00%

FUENTE : Reporte Of. Informática del 22.02.95

ELABORACIÓN : Propia

Datos en soles

ANEXO - 16
HIDRANDINA S.A.
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE COSTOS DE RECURSOS HUMANOS-1 994

Actividad	Act. Gen.	Sede Empresa	G. Zonal La Libertad	G. Zonal Ancash C.	G. Zonal Ancash S.	G. Zonal Cajamarca	Total	(%)
Infraestructura	I	64.23%	10.64%	14.98%	22.00%	12.21%	3,443,147	22.25%
Administración RR.HH.	RH	5.86%	2.21%	4.36%	3.00%	3.79%	563,675	3.64%
Desarrollo Tecnológico	DT	6.05%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	152,110	0.98%
Abastecimiento	A	2.03%	6.56%	10.58%	7.67%	7.48%	1,100,874	7.11%
Logística de entrada	LE	4.60%	12.22%	12.20%	3.80%	0.00%	1,302,515	8.42%
Operaciones	O	4.60%	49.33%	33.25%	43.70%	60.32%	5,938,369	38.37%
Logística de salida	LS	12.62%	4.21%	3.50%	0.00%	0.00%	669,550	4.33%
Mercadotecnia	M	0.00%	12.91%	17.46%	17.08%	14.83%	1,978,719	12.79%
Servicio	S	0.00%	1.91%	3.67%	2.75%	1.37%	326,391	2.11%
Total		100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	15,475,350	100.00%

FUENTE : Reporte Of. Informática del 22.02.95

ELABORACIÓN : Propia