

Universidad Gabriela Mistral
Facultad de Ingeniería
Ingeniería Civil Industrial



Proyecto de Tesis:

***Modelo de Simulación y Evaluación de la Instalación y Operación de
Estaciones de Consumo Propio de Combustibles Líquidos
Empresa Shell Chile S.A.C.e I.***

TESIS PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

Luis Herrera Valle

Santiago, Noviembre del 2012

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	5
1.1	HISTORIA	5
1.2	EL NEGOCIO DE INSTALACIONES PARA CONSUMO PROPIO DE COMBUSTIBLES (C.P.C.)	7
2.	ANÁLISIS ESTRATÉGICO	8
2.1	ANÁLISIS EXTERNO.....	8
2.1.1	Definición de la Industria de la Distribución de Combustibles	8
2.1.2	Caracterización de la Industria de los Distribuidores	8
2.1.3	Comportamiento de la Estructura de la Industria de los Distribuidores de Combustibles	9
2.1.4	Análisis de los Poderes de Mercado	11
2.1.5	Amenazas y Oportunidades.....	11
2.2	ANÁLISIS INTERNO	13
2.2.1	Flow- Sheet operacional de la Empresa.....	13
2.2.2	Recursos (valor estratégico)	16
2.2.3	Capacidades.....	20
2.2.4	Competencias Centrales.....	20
2.2.5	Cadena de Valor del Negocio de Distribución de Shell.....	22
2.2.6	Conclusión	27
2.3	ANÁLISIS ESTRATÉGICO	28
2.3.1	Análisis FODA.....	28
2.3.2	Matriz FODA	29
2.3.3	Formulación de la Estrategia de Negocio	¡Error! Marcador no definido.
2.3.4	Estrategia Operacional	30
3.	ESTRATEGIAS FUNCIONALES.....	31
3.1	ESTRATEGIA FUNCIONAL INSTALACIONES PARA CONSUMO PROPIO INDUSTRIA DEL TRANSPORTE ...	31
3.1.1	Flow-Sheet con Proyecto y Cadena de valor con proyecto	31
3.2	ESTRATEGIA OPERACIONAL.....	36
3.2.1	Unidad de Negocio C.P.C., objetivo y actividades	36
3.2.2	Estrategias Comerciales.....	37
3.2.3	Implementación de la Estrategia	38
4.	PROYECTO	39
4.1	DESCRIPCIÓN	39
4.1.1	Determinación del Nivel de Stock.....	39
4.1.2	Sistema de Monitoreo Remoto	41
4.2	CONTRATO DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE.....	42
4.3	CÁLCULO DEL NÚMERO ANUAL DE PROYECTOS E INSTALACIONES CPC	43
4.4	FLOW SHEET OPERACIONAL DEL PROYECTO	43
4.4.1	Descripción de facilities	44
4.4.2	Elementos relevantes de la Instalación	46
4.5	PROCEDIMIENTO KOLLER PARA REQUERIMIENTOS FUNCIONALES V/S PARÁMETROS DE DISEÑO ..	47
4.6	SISTEMA TÉCNICO APLICADO AL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE	48
4.6.1	Sistema Técnico	49
4.7	INSTALACIÓN ESTÁNDAR PARA CONSUMO.....	50

4.8	INSTALACIÓN MÓVIL PARA CONSUMO PROPIO (TIPOLOGICA)	51
4.9	BALANCE	54
4.9.1	Balance Ventas/Depto. Técnico	55
4.9.2	Balance Construcción, Instalación y Pruebas	56
5.	EL MERCADO MUNDIAL DE LOS COMBUSTIBLES	57
5.1	DEMANDA Y OFERTA DE PETRÓLEO (CRUDO)	57
5.2	PRECIO DEL PETRÓLEO CRUDO	58
5.3	PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO	62
5.4	MERCADO NACIONAL DE LOS COMBUSTIBLES	62
5.5	DEMANDA SECTORIAL DE PETRÓLEO DIESEL	64
5.6	DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA SIN PROYECTO PARA CPC INDUSTRIA DEL TRANSPORTE	66
5.7	DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA CON PROYECTO PARA INSTALACIONES CPC INDUSTRIA DEL TRANSPORTE	67
6.	MODELOS DE SIMULACIÓN DE PRODUCCIÓN, COSTO Y FINANCIERO	68
6.1	DESCRIPCIÓN DE INSTALACIÓN PARA CONSUMO PROPIO	68
6.2	CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO DIESEL	68
6.3	VENTA DE PETRÓLEO DIESEL ANUAL	69
6.4	CENTROS DE COSTOS	69
6.4.1	Centro de Costo: Departamento Técnico	69
6.4.2	Centro de Costo: Construcción, Instalación y Pruebas	70
6.4.3	Centro de Costo: Centro de Llamados	71
6.4.4	Centro de Costo: Mantenimiento	71
6.5	MATRIZ DE COSTOS DEL NEGOCIO	72
6.6	DEPRECIACIÓN	73
6.7	ESTRUCTURA DE COSTOS	74
6.7.1	Departamento Técnico	74
6.7.2	Costos Construcción, Instalación y Pruebas	75
7.	MODELOS DE SIMULACIÓN DEL SERVICIO Y SUS COSTOS	76
7.1	SIMULACIÓN COSTOS CENTRO DE LLAMADAS	76
7.1.1	Determinación del número de Agentes	76
7.1.2	Parámetros supuestos para cálculo con formula Erlang C	78
7.1.3	Resultado dimensionamiento Centro de Llamados con Erlang C	79
7.1.4	Costos Líneas telefónicas	80
7.2	COSTOS MANTENIMIENTO	82
8.	MODELO DE SIMULACIÓN FINANCIERO	85
8.1.1	Estado de Resultado (EERR)	86
8.1.2	Balance	91
8.1.3	Flujo de Caja Libre	97
9.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	99
9.1	CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO (WACC)	99
9.1.1	Supuestos	99
9.1.2	Tasa del Mercado	99
9.1.3	Tasa libre de riesgo	100

9.1.4	Riesgo sistemático de la Industria (β).....	101
9.1.5	Cálculo de CAPM.....	103
9.1.6	Cálculo de WACC	104
9.1.7	Financiamiento del Proyecto	104
9.2	VAN DEL PROYECTO	104
9.2.1	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	105
9.3	VALOR DE LA FIRMA.....	106
9.3.1	Valor de la Firma sin Proyecto	106
9.3.2	Valor de la Firma con Proyecto.....	106
10.	BIBLIOGRAFÍA	108

ANEXOS

Anexo 1:	Evaluación de concentración de mercado (índice Herfindahl -IHH).....	109
Anexo 2:	Estimación de venta de Petróleo diesel anual	110
Anexo 3:	Cuadro de Estructura de Costos.....	111
Anexo 4:	Determinación de número de mecánicos para mantenimiento.....	113
Anexo 5:	Estructura Mercado de los Combustible	114
Anexo 6:	Capacidades de Transporte de Combustibles de Camiones Aljibe	122

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1:	Supply Chain de las industrias de la Distribución de Combustible.....	8
Figura N° 2:	Modelo de las cinco fuerzas de Porter	12
Figura N° 3:	Flow Sheet Distribución de combustibles	15
Figura N° 4:	Cadena de valor del Negocio de Distribución.....	26
Figura N° 5:	Matriz FODA.....	29
Figura N° 6:	Matriz fortaleza negocio/attractivo industria.....	30
Figura N° 7:	Flow Sheet con proyecto, negocio consumo propio de combustible	33
Figura N° 8:	Cadena de Valor con Proyecto	35
Figura N° 9:	Nivel de Stock y periodo de reabastecimiento.....	40
Figura N° 10:	Sistema de monitoreo remoto de nivel de tanque de combustible	42
Figura N° 11:	Flow Sheet Operacional del Proyecto	44
Figura N° 12:	Cadena de abastecimiento de combustibles líquidos para Instalaciones CPC	46
Figura N° 13:	Procedimiento KOLLER	47
Figura N° 14:	Sistema Técnico aplicado al Tanque de Almacenamiento	48
Figura N° 15:	Diagrama General	48
Figura N° 16:	Sistema Técnico	49
Figura N° 17:	Tanque con soporte/escalera, diferentes vistas	51
Figura N° 18:	Dique (Pretil antiderrames)	52
Figura N° 19:	Detalle Manhole/Manifold	52
Figura N° 20:	Unidad Pretil antiderrames +Tanque Móvil previo al montaje.....	53
Figura N° 21:	Unidad Pretil antiderrames +Tanque Móvil previo al montaje.....	53

Figura N° 22: Balance Ventas/Depto. Técnico.....	55
Figura N° 23: Balance Construcción, Instalación y Pruebas	56
Figura N° 24: Centros de Costos: Dpto. Técnico–Construcción, Instalación y pruebas	72
Figura N° 25: Matriz de Costos: Centro de Llamados - Mantenimiento	73
Figura N° 26: Balance de línea con Flujos aleatorios.....	76

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico N° 1: Participación Porcentual de Mercado de Distribuidoras	21
Gráfico N° 2: Demanda y Oferta Mundial	58
Gráfico N° 3: Precio del petróleo 1971-2011(1971-1983 Árabe Liviano, 1984-1999 Brent Dtd 2000-2011, Brent ICE).....	59
Gráfico N° 4: WTI (Nymex) menos Brent (ICE) 2010-2011	60
Gráfico N° 5: Precio Brent 2011.....	62
Gráfico N° 6: Precios de los combustibles en el mercado Costa del Golfo de EEUU	63
Gráfico N° 7: Consumo nacional de combustible 2010-2011	65
Gráfico N° 8: Consumo Sector Transporte de Petróleo Diesel.....	66
Gráfico N° 9: Instalaciones CPC Realizadas 2002-2011	67

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1: Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas.....	28
Tabla N° 2: Mercado mundial de petróleo 2010–2011	57
Tabla N° 3: Consumo nacional de combustibles 2010-2011	64
Tabla N° 4: Demanda Sector Transportes de Petróleo Diesel.....	65
Tabla N° 5: Depreciación lineal Centro de Costos: Departamento Técnico.....	73
Tabla N° 6: Depreciación lineal Centro de Costos: Construcción, Instalación y Pruebas...	74
Tabla N° 7: Dimensionamiento Centro de LLamados.....	79
Tabla N° 8: Número de agentes para el Call Center	80
Tabla N° 9: Número de líneas Centro de llamadas.....	81
Tabla N° 10: Costos Fijos Centro de Llamado.....	81
Tabla N° 11: Costos Fijos x mes y año (agentes)	82
Tabla N° 12: Costos fijos x mes y año (líneas telefónicas).....	82
Tabla N° 13: Costos Variables Centro de Llamados.....	82
Tabla N° 14: Número de mecánicos según Instalaciones mensuales	83
Tabla N° 15: Costos Fijos Mantenimiento	84
Tabla N° 16: Costos fijos x mes y año (mantenimiento).....	84
Tabla N° 17: Costos Variables.....	84
Tabla N° 18: Supuestos.....	85
Tabla N° 19 : Ingresos de explotación	87
Tabla N° 20 (con ingresos adicionales).....	87

1. Introducción

La Royal Dutch Shell (en Holandés: Koninklijke Nederlandse Shell / Compañía Real Holandesa Shell) es una compañía petrolera anglo-holandesa.

- Royal Dutch Petroleum Company, era una compañía holandesa fundada en 1890 por Jean Kessler, junto con Henri Deterding y Hugo Loudon, cuando un charter real fue concedido por la reina holandesa Wilhelmina a una pequeña compañía de exploración petrolífera conocida como "Royal Dutch".
- Shell Transport and Trading Company, una compañía británica fundada en 1897 por Marcus Samuel y su hermano Samuel Samuel.

El Grupo Royal Dutch Shell se creó en 1907 cuando la Real Compañía Holandesa de Petróleos (nombre legal en holandés: N.V. Koninklijke Nederlandsche Petroleum Maatschappij) y la Compañía Shell Transport and Trading Company Ltd fusionaron sus operaciones para competir contra el entonces gigante estadounidense, Standard Oil.

Es una de las mayores multinacionales del mundo y una de las cuatro más grandes del sector petrolífero junto con BP, Exxon Mobil y Total. En el año 2009 la revista Fortune, la clasificó como la empresa con mayor caudal monetario del mundo.

1.1 Historia

En el año 1897, hace más de 200 años, un comerciante de antigüedades de Londres llamado Marcus Samuel fundó Shell Transport and Trading Company. Sentó las bases para un creciente negocio de importación-exportación que posteriormente fue atendido por sus hijos. En ese tiempo el petróleo se usaba principalmente en iluminación y lubricantes. La industria tenía su base en Baku, Rusia, con grandes depósitos de petróleo de alta calidad y un puerto natural estratégico.

Revolución en el transporte de petróleo

La llegada del motor de combustión interna en 1886 condujo al surgimiento de la demanda de combustible para transporte. En base a su experiencia en navegación, los hermanos Samuel pusieron en marcha una flota de vapores para transportar petróleo en bruto. Revolucionaron el transporte de petróleo con el viaje inaugural del Murex, su primer barco petrolero, el mismo que en 1892 fue el primer barco petrolero que alguna vez navegara por el Canal de Suez. En 1897 la compañía de los hermanos fue nominada Shell Transport and Trading Company (Compañía Shell de Comercio y Transporte).

Shell se convierte en Royal Dutch Shell

En 1907 se fusionaron las empresas Shell Transport y Royal Dutch Petroleum para protegerse contra el dominio de Standard Oil y pasaron a llamarse Royal Dutch Shell Group. Después de la Segunda Guerra Mundial, la paz trajo un boom en el uso de los automóviles, y Shell se expandió en África y Sudamérica.

Los años '70 se destacaron por el desarrollo por parte de Shell de los yacimientos petrolíferos del Mar del Norte y Sudamérica, un esfuerzo difícil y costoso pero crucial dado los reducidos suministros del Medio Oriente. Con el nuevo milenio, Shell se expandió en China y en Rusia.

Llegada y consolidación de Shell en Chile

Valparaíso, como puerto principal de Chile, fue el escenario más propicio para dar inicio a los negocios de Shell en Chile, bajo la firma The Anglo Mexican Petroleum Company Limited, subsidiaria de la Shell Transport and Trading. Co.Ltd.

En esta etapa incipiente, las instalaciones en el país consistían en depósitos de mediana envergadura destinados al almacenamiento de petróleo combustible, incluyendo en el corto plazo importaciones de gasolina y kerosene en latas de cinco galones, además de asfalto procedente de México y Trinidad.

En 1929 al cumplir 10 años de presencia en el país, la Compañía con su oficina matriz ya en Santiago, cambia su razón social por Shell Mex Chile Limited. A comienzos de los años 50, Shell Mex Limited pasó a llamarse Shell Chile Limited, nombre que mantuvo hasta 1961. Actualmente, Shell sigue siendo una de las más importantes compañías de petróleo y gas del mundo, ayudando a desarrollar biocombustibles sustentables y en proyectos de energía eólica y solar.

1.2 El negocio de Instalaciones de Combustibles para Consumo Propio (C.P.C.)

El negocio de Shell de combustibles destinados a consumo propio, no ha crecido en forma importante. Debido al alza del valor de los combustibles las empresas se esfuerzan por lograr optimizar los medios y precios de adquisición de este recurso energético, existen variadas empresas que requieren abastecimiento de combustible más cercano a sus instalaciones y a precios más atractivo al comprar al por mayor. Esto crea una oportunidad real de negocio debido al crecimiento de la demanda de combustible y a la búsqueda de eficiencia en tiempo y recursos por parte de las empresas consumidoras.

Objetivo general

Aumentar significativamente la participación de mercado de la empresa en el segmento de consumo propio de combustible mediante la construcción de instalaciones que suministren petróleo diesel para consumo interno a las empresas.

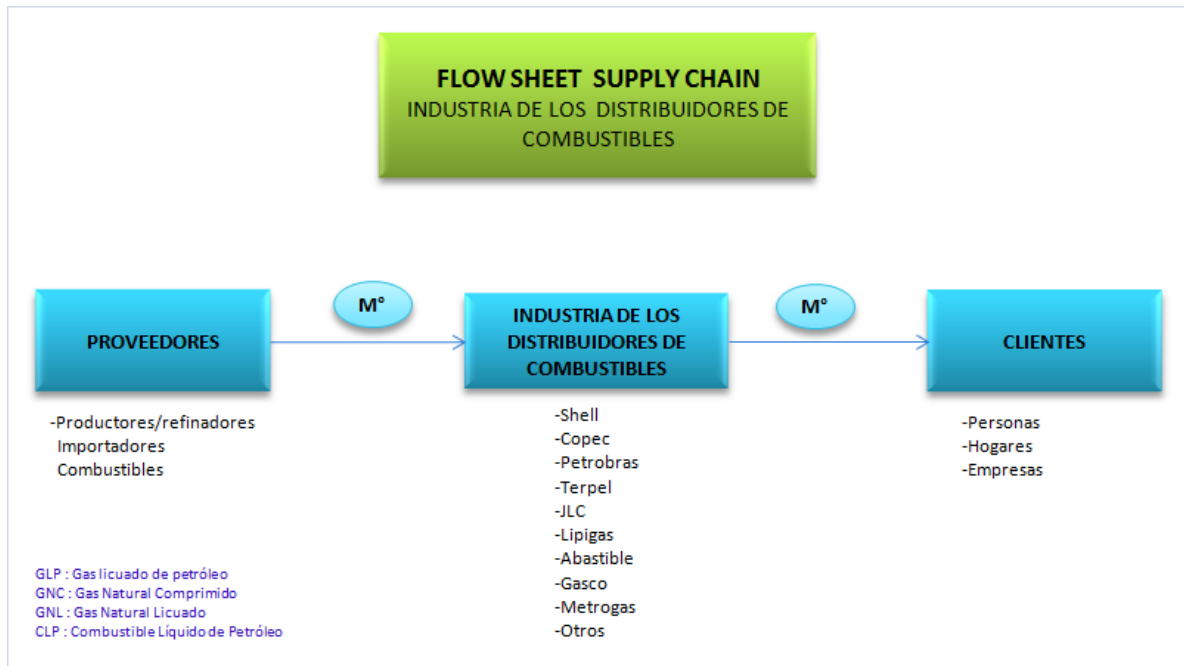
2. Análisis Estratégico

2.1 Análisis Externo

2.1.1 Definición de la Industria de la Distribución de Combustibles

La industria de la distribución de combustible es el conjunto de empresas dedicadas al almacenamiento, distribución y ventas de combustibles, que compiten por un mismo grupo de clientes minoristas.

Figura N° 1: Supply Chain de las industrias de la Distribución de Combustible



2.1.2 Caracterización de la Industria de los Distribuidores

Existe una tendencia de altos precios y volatilidad en el precio del barril de petróleo crudo en el mercado. LA OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) influye en los mercados internacionales al mantener altos los precios, pero no los controla. Ha sido el extraordinario aumento de la demanda de energía, por parte de los países en desarrollo, en especial China, los que han empujado al alza, no sólo del petróleo sino de todos los commodities incluyendo el cobre.

En distribución, existe una tendencia internacional de las grandes empresas de retirarse de esta industria, lo que se refleja en el mercado local, con la salida de Exxon y Shell, y la entrada de Petrobras y Terpel, esta última fue adquirida por Copec, la única empresa nacional relevante en la distribución nacional y ahora, en proceso de internacionalización.

En Chile la única empresa que importa y refina los combustibles es ENAP por lo que fija el precio en el mercado nacional relacionando su precio al de los mercados internacionales (usando un polinomio). Por lo que las empresas distribuidoras no pueden competir por precios, aunque si podrían importar combustibles refinados, no pueden hacerlo en los volúmenes necesarios para cambiar la estructura del mercado.

Existe un fuerte balance (trade-Off) entre nuevas tecnologías que permiten exploración y explotación en profundidades cada vez mayores, tecnologías de sustitución de combustibles fósiles por otros tipos de energía (baterías eléctricas, hidrógeno, etc.) vs. desastres naturales como el del Golfo de México, que han incrementado la creciente preocupación por los temas ambientales. Estas razones implican una mayor fiscalización y exigencia a las plantas de almacenamiento, distribución y puntos de expendio de combustible. En Chile el gobierno ha establecido parámetros mas exigentes de acuerdo a decretos y leyes referidas al manejo, operación, almacenamiento, distribución y expendio de combustibles. También, ha confirmado que no existirá cambios en lo referente a los impuestos definidos por ley a los combustibles (impuestos excesivos al consumo de combustible).

2.1.3 Comportamiento de la Estructura de la Industria de los Distribuidores de Combustibles

La intensidad de la competencia en la Industria de los Distribuidores de Combustible y su potencial para obtener utilidades dependen de la estructura de los mercados, donde las empresas compiten. Las empresas distribuidoras compiten por diferenciación espacial, en el mercado minorista, pero en el mercado mayorista, de las

grandes empresas, no existe un costo importante por cambiar de compañía, debido a los grandes volúmenes que se transan, a pesar que hay diferenciación por los combustibles que ofrecen algunas de ellas (aditivos).

Para las empresas existen barreras de salida por altos costos ambientales de limpieza de los sitios ocupados por estanques e instalaciones de uso sólo para combustibles. Algunas empresas han podido retirarse del mercado nacional vendiendo sus activos a un buen precio. Ha habido bastantes entradas y salidas, nuevas empresas han ido comprando activos de empresas internacionales que se han retirado del mercado, lo que mantiene el equilibrio en el mercado interno. Por ejemplo, la compra de la Estadounidense ESSO Chile (Exxon Mobil) por parte de la empresa estatal de Brasil Petrobras, la compra de Terpel por parte de Copec y ahora la venta de los activos de Terpel en Chile pertenecientes a la misma empresa.

Se visualiza la entrada de Biocombustibles y Etanol (consolidando a los distribuidores), considerando que la mayoría del consumo industrial puede ser sustituido, pero en el transporte ha sido difícil (se ha llegado a complementar, pero no ha sustituir). Estos sustitutos provocarían una amenaza creciente en la participación de mercado de los combustibles de consumo industrial.

El precio interno de los combustibles es fijado por ENAP, en base al precio de los mercados internacionales, es una fórmula que transforma uno en función del otro, luego el precio en el mercado interno se regula por los mercados internacionales. Es el único refinador de petróleo crudo importado, pero las empresas pueden importar libremente productos del petróleo desde los mercados externos. La OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y países productores de petróleo como México, Rusia y Noruega con sus decisiones de reducir o incrementar sus niveles de producción, influyen sobre el nivel de precios pero no en su variabilidad. El precio está muy alto por el fuerte aumento en la demanda de los países en desarrollo, en especial China e India.

2.1.4 Análisis de los Poderes de Mercado

El mercado internacional del crudo es un mercado de competencia perfecta, este es un “commodity” y su precio se determina en las bolsas de combustibles de Londres y Chicago, luego el Poder de Mercado es igual a cero, $PM=0$.

Se supone que ENAP, en la refinación cobra un precio que es igual al costo marginal de refinación más el costo de la materia prima, que es el crudo, por lo que el precio sería un derivado del precio internacional y no afectaría la estructura de competencia perfecta, y el $PM=0$, de los proveedores en el mercado interno.

En el mercado interno de combustible refinado, del retail, la estructura de mercado es de Competencia Monopolística, con diferenciación dada por la localización, por lo que su $PM=0,09$. Pero en el mercado mayorista, de las grandes empresas el mercado es competitivo y cercano a uno de competencia perfecta, por lo que el PM sería cercano a cero. En este caso, es el cliente el que tiene el total del poder de negociación, pudiendo llevar el precio cercano al Costo Marginal de proveerlo.

El objetivo del proyecto es transformar la estructura de mercado en uno de Competencia Monopolística, donde la localización sea importante, entregando un servicio donde el combustible se provee directamente en la faena.

2.1.5 Amenazas y Oportunidades

Oportunidades

Las oportunidades son situaciones externas positivas, que se generan en el entorno, y que una vez identificadas pueden ser aprovechadas.

Ventas de activos de empresas distribuidoras: Oportunidad de ampliar red de distribución, mediante la adquisición de empresas que salen del mercado.

Valor por diferenciación espacial: Oportunidad de mejorar y potenciar Instalaciones que tengan esta ventaja (ubicación).

Diferenciación de combustibles, por utilización de aditivos, Oportunidad de implementar y mejorar aditivos para combustibles (asegurando en éstos, una mejor combustión y calidad de emisiones).

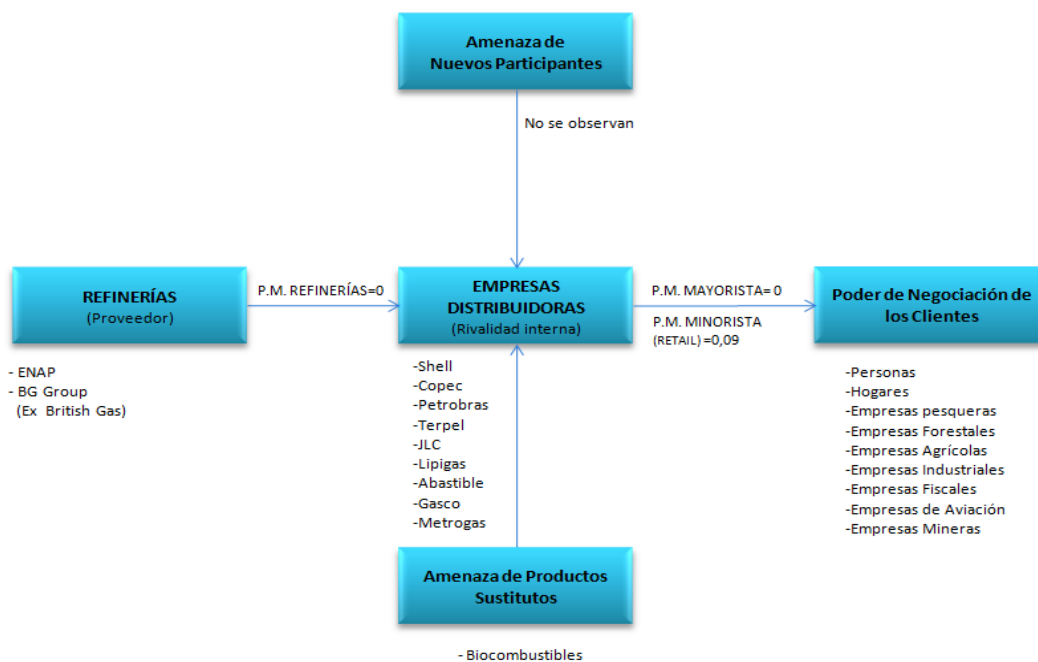


Figura N° 2: Modelo de las cinco fuerzas de Porter

Amenazas

Las amenazas son situaciones negativas externas, que pueden afectar al programa o proyecto y que pueden requerir de estrategias para poder eludirlas. Considerando el análisis de las cinco fuerzas de Porter, la Industria del retail se define como atractiva (tiene un PM alto), pero la industria de distribución mayorista es muy poco atractiva (tiene un PM muy bajo).

En la primera, la probable **entrada de Biocombustibles y Etanol** en el futuro, consolida a los distribuidores (red de distribución y localización espacial). En la segunda los sustitutos son muy fuertes y competitivos, lo que la hace muy poco atractiva.

2.2 Análisis Interno

El estudio del análisis interno de este informe es realizado para la empresa de distribución de combustibles Shell Chile S.A.C. e I. perteneciente al Grupo Royal Dutch/Shell. En la economía global, el costo del trabajo, el acceso a recursos financieros y materias primas, junto con mercados protegidos han dejado de ser una fuente de ventaja competitiva, debido al flujo relativamente libre de los recursos por todo el mundo, ahora se necesita una buena estrategia para triunfar.

2.2.1 Flow- Sheet operacional de la Empresa

A continuación se describe el flow-Sheet operacional de Shell Chile S.A.C.e I. (ver figura N°3)

Exploración petróleo: La Empresa Nacional de Petróleo (ENAP), es la única empresa que produce y refina petróleo crudo en Chile. Actualmente en la región de Magallanes es donde ENAP explota los únicos yacimientos de hidrocarburos con valor comercial descubiertos hasta ahora en Chile. ENAP a través de su filial internacional Sociedad Internacional Petrolera S.A (SIPETROL S.A.) se dedica a realizar exploración y producción de hidrocarburos en el extranjero.

Refinación petróleo: ENAP importa petróleo crudo y lo refina en plantas de su propiedad, produciendo toda la gama de combustibles del petróleo para entregarlos a las empresas distribuidoras. Shell centraliza en cada planta de almacenamiento los pedidos de combustibles a ENAP, para su posterior distribución en el mercado.

Recepción combustible: Shell compra a Enap y también ocasionalmente importa los combustibles que vende a los consumidores finales. Los pedidos los hace por cada planta de almacenamiento. Shell recepciona los productos por medio de dos vías principalmente:

- **Oleoductos:** Una vez confirmado el envío por parte de ENAP a través de la estación de bombeo se recibirán los productos en la planta de Shell en la estación de recepción, en donde el personal medirá el flujo entregado por el proveedor y derivará el producto a través del manifold (cañerías y válvulas) al tanque de almacenamiento

correspondiente. Shell participa en el negocio de los oleoductos, siendo dueña del 15% de las acciones de La Sociedad Nacional de Oleoductos (Sonacol), que provee combustible a la compañía a través de una red de oleoductos de 465 km que se extiende entre Quinteros y San Fernando, llegando los combustibles a las plantas de almacenamiento de la Región Metropolitana y regiones.

- **Terminal Marítimo:** los productos enviados por Enap en barco tanque se reciben en la estación del terminal marítimo y se envían a través del manifold al tanque de almacenamiento correspondiente. Enap a través de la Sociedad Nacional Marítima (Sonamar), en la cual es accionista en un 14%, provee el servicio de transporte de combustible a Shell (entre otras), por medio de una flota constituida por 5 buques-tanques con una capacidad total de transporte de 256 mil m³

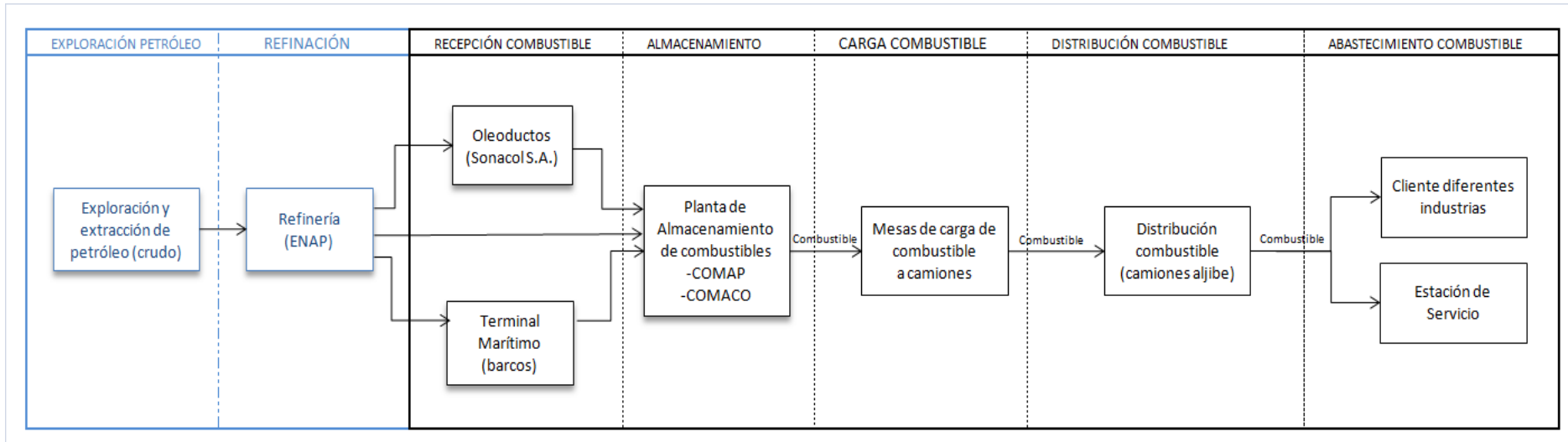
Almacenamiento: Una vez realizada la recepción, se almacenarán los productos en tanques sobre superficie que están conectados a través de cañerías con las mesas de carga. Shell participa en la propiedad con otros operadores de 10 plantas de almacenamiento de combustible y terminales marítimos (ver anexo 5)

Carga combustible: Por medio de islas y brazos cargadores (mesas de carga) se abastecen los camiones de diferentes tipos de combustibles y aditivos.

Distribución de combustible: El envío del producto a estaciones de servicio e instalaciones de clientes de diferentes industrias (transporte terrestre, minera, forestal, aérea, generación eléctrica y buques), se realiza por medio de camiones aljibes de propiedad de la compañía y otros subcontratados, que son coordinados por la planta de almacenamiento de la zona correspondiente para llevar el combustible a cada uno de estos puntos.

Abastecimiento de combustible: Finalmente a través de la red de estaciones de servicio ubicadas a lo largo del país, la compañía abastece de combustibles, lubricantes y servicios al cliente final.

Figura N° 3: Flow Sheet Distribución de combustibles



2.2.2 Recursos (valor estratégico)

Recursos tangibles:

- **Recursos materiales:** La compañía cuenta con una red de más de 300 estaciones de servicio distribuidas a lo largo de todo el territorio nacional y con 10 Plantas de almacenamiento de combustible y terminales marítimos. También, existe una integración vertical de Shell al participar junto con otras compañías distribuidoras en las grandes almacenadoras, como Comap y Comaco, y en los Oleoductos Sonacol. Además, las plantas de almacenamiento, terminales marítimos, oleoductos y estaciones de servicio de expendio de combustibles son diseñadas, construidas, equipadas y operadas con los más altos estándares de la Industria (Grupo Royal Dutch/Shell).
- **Recursos tecnológicos:** La compañía Shell dispone de marcas registradas, patentes y derechos registrados. La 'Propiedad intelectual' (PI) de Shell incluye derechos de patentes, marcas comerciales y marcas de servicios, nombres de dominios, derechos de reproducción, derechos de diseños, derechos de extracción de bases de datos, derechos sobre conocimientos técnicos especializados o información confidencial (a veces denominada 'secretos comerciales' o 'información privilegiada'). Los activos y derechos de la PI desempeñan una función importante que permite a las compañías Shell mantener el liderazgo de la industria y obtener valores competitivos de sus inversiones continuas en innovación.

Recursos intangibles

Recursos Humanos:

- **Conocimientos:** El alto y variado conocimiento que tiene el Grupo Royal Dutch/Shell en todos los ámbitos que hoy y en el futuro le atañen, le permiten con mucha propiedad formar y enriquecer fuertemente a los profesionales y técnicos que trabajan en ella, consiguiendo ser un referente en la Industria que compite y en otras Industrias. Las


personas que trabajan para Shell son profesionales y técnicos elegidos con las más altas exigencias y competencias del mercado. El Grupo Shell cuenta con alrededor de 102.000 empleados en más de 100 países y territorios, Shell juega un papel clave para satisfacer la creciente demanda mundial de energía.

- **Confianza:** Hay una gran confianza depositada por parte de la empresa hacia los empleados, como también de los empleados hacia la empresa, en el sentido de desarrollar y potenciar las capacidades de éstos a un nivel superior y promover un ambiente de superación y constante renovación de conocimientos y aplicaciones.
- **Administradores:** Cuentan con las herramientas, capacidades y competencias desarrolladas por la compañía, para dirigir con seguridad y asertividad, comprendiendo la importancia de los recursos tangibles e intangibles. La ayuda de ellos es estratégica y primordial en el desarrollo de las capacidades y las competencias centrales; en otras palabras, las ventajas competitivas de la compañía.
- **Rutinas de la organización:** estas rutinas (hábitos) en la compañía son muy importantes, debido que el comportamiento de ellas en el pasado influyen en las actividades futuras. A partir de las rutinas (pautas) se determinan las tareas a realizar y como deben llevarse a cabo.

En la compañía todos los días lunes de cada semana, en todas las divisiones, se realiza una reunión para ver avances de los proyectos, operaciones, establecimiento de metas y fechas de término, ajustes y cambios de estrategias, priorización de actividades y evaluación de ellas. También, es una rutina el consultar los manuales que distribuye el Grupo Shell en todo el mundo y que abarca todas las dimensiones en que opera la empresa. Por ejemplo, manuales de planta, manuales de operación, manuales de servicio, códigos de conducta, etc.

Recursos para innovar:

- **Ideas:** Muchas de las ideas que se transformaron en conceptos, los que a su vez fueron base del conocimiento científico, nacieron del propósito de encontrar soluciones a los problemas de energía. La compañía en Chile, tiene a disposición permanente para todos los empleados información y pautas para creación de nuevas ideas y su aplicación en la compañía; de esta forma estimula a todo el personal para la creación de ideas y su implementación. La compañía estableció hace años que un buen ambiente se caracteriza por el pensamiento innovador.

- **Capacidad científica:** Las compañías del Grupo Shell emplean cerca de 30 mil técnicos en centros alrededor del mundo, desde científicos hasta expertos en negocios, que  trabajan juntos para encontrar soluciones innovadoras al futuro energético.

Aproximadamente el 10% del personal técnico, realiza actividades de investigación y desarrollo en centros de tecnología ubicados en 11 países. Sus conocimientos, creatividad e ideas ayudan a satisfacer la creciente necesidad energética del mundo de manera social y ambientalmente responsable. Los científicos principales de la compañía, reconocidos en todo el mundo, ayudan a optimizar la experiencia y conocimientos del personal y a identificar tecnologías emergentes para desarrollar y ofrecer tecnologías que están delineando el futuro de la energía.

- **Capacidad innovadora:** Desde hace muchos años que el Grupo Royal Dutch/ Shell ha invertido grandes cantidades de recursos en innovación mediante la concentración de una gran cantidad de técnicos y científicos (entre ellos los mejores del mundo), hasta expertos en negocios, para trabajar en la búsqueda de soluciones innovadoras al futuro energético (línea de negocios definida por el Grupo Shell).

Esta capacidad innovadora que le da una gran ventaja competitiva, ha permitido que Shell haya formado alianzas por ejemplo con equipos ligados con el deporte

motorizado, como Ferrari en Formula 1, Ducatti en los campeonatos de MotoGP y Superbikes, y Skoda en el Rally.

La alianza con Ferrari, tal vez la más representativa, permite a Shell desarrollar y probar sus nuevos productos en los mejores bancos de ensayos posibles, la Formula 1. A través del trabajo en las pruebas técnicamente más exigentes, y del intercambio de conocimientos entre los técnicos de Shell y Ferrari, ha sido posible que la compañía logre desarrollar productos diferenciados y de alta calidad, como los combustibles Shell V-Power, Shell V-Power Diesel y los lubricantes Shell Helix. Esta asociación permitió obtener conocimientos que resultaron en combustibles únicos y de gran calidad, ofreciendo a los clientes soluciones más adecuadas para sus necesidades.

Recursos de la reputación:

- **Prestigio entre los clientes:** Shell Chile se caracteriza por comercializar los mejores combustibles y lubricantes del mercado en su red de estaciones de servicio distribuidas por todo el país. Los que produce bajo los más estrictos estándares de calidad y con un profundo compromiso con el cuidado de la salud, la seguridad y el medio ambiente, es la percepción no solo de los cliente en Chile sino también en todo el mundo.
- **Nombre de la marca:** La marca Shell y su logo (están entre los nombres y símbolos más reconocidos del mundo), son recursos muy importantes por su reconocimiento y valorización en el mundo entero. Esta constituye una gran fuente de ventaja competitiva en la Industria.
- **Percepciones de la calidad, la duración y la confiabilidad de los productos:** Debido a la alta investigación, desarrollo y producción de los productos comercializados por Shell, sumados al prestigio entre los clientes; avalan la calidad, duración y confiabilidad de los productos en el mercado, que generalmente sobrepasan los parámetros estándar de los combustibles (aditivos) y lubricantes.

- **Prestigio entre los proveedores:** Shell sigue altos estándares de calidad de desempeño manteniendo una posición de permanente crecimiento en los mercados en los que opera. Busca trabajar constantemente en contacto con sus proveedores para lograr un uso cada vez más eficiente y sostenible de la energía y los recursos naturales. Aparte de estar muy bien considera la compañía entre los proveedores, el estar en la cadena de suministro de la empresa les reporta prestigio.

2.2.3 Capacidades

- Habilidades para investigar, crear conocimiento y difundirlos en las operaciones de toda la empresa. Ejemplos importantes son procesos de cambio de la cultura organizacional, planificación por escenarios, etc.
- **Investigación y Desarrollo:** Poseer una capacidad tecnológica incomparable para realizar investigación, innovación, creación de nuevos productos y soluciones de energía para el futuro. Experiencia y conocimiento profundo de la Industria (la compañía posee recursos financieros abundantes).

2.2.4 Competencias Centrales

Considerando recursos y capacidades en una organización y que la distinguen de sus competidores y que le dan valor a sus clientes, Shell tiene competencias centrales en la exploración y la producción de petróleo (tiene los recursos financieros y el gran potencial humano – experiencia y conocimientos inigualables en esta Industria). Actualmente Shell es la única empresa con el conocimiento necesario y desarrollo tecnológico para extraer petróleo en aguas del Ártico. Inició prospecciones a mediados del año 2012, esperando extraer 90.000 millones de barriles entre los diez a veinte años próximos.

El Grupo Royal Dutch/Shell es la Compañía líder mundial en Energía y Petroquímicos. Establece una relación con el cliente entregando prestigio y transmitiendo una cultura

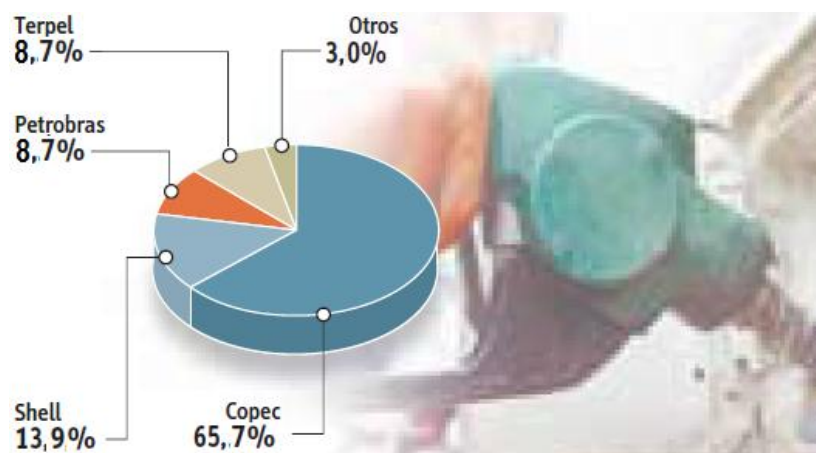
obtenida por muchos años de historia. Capacidad de innovar por medio de sus profesionales y a través de los mejores científicos del mundo.

Benchmarking

Copec v/s Shell:

Copec cuenta con una participación del mercado de un 65,7% (llega a una mayor cantidad de clientes) / Shell tiene una participación de un 13,9% .

Gráfico N° 1: Participación Porcentual de Mercado de Distribuidoras



La Ingeniería aplicada por Copec en Instalaciones para almacenamiento, distribución y expendio de combustible, sólo cumple con los estándares nacionales / Shell cumple los más altos estándares de Ingeniería en todos los países que está presente (grandes inversiones en Investigación, desarrollo y aplicación). Esto se traduce en mejores equipos, instalaciones, seguridad en las operaciones y personal mejor entrenado.

En los centros técnicos en Houston, EUA y en Ámsterdam, y Rijswijk en Holanda, el enfoque se centra en la innovación y el desarrollo de nuevas tecnologías y en la mejora de las ya existentes.

Copec cuenta con una gran cantidad de empresas constructoras que actúan de acuerdo a las exigencias nacionales y de acuerdo a sus estándares / Shell cuenta con una cantidad acotada de empresas constructoras, en las que existe una relación de

confianza con la compañía y un crecimiento importante por la capacitación permanente que les entrega, con un nivel de conocimiento y exigencia mayor (beneficio mutuo).

Copec vende a sus clientes combustibles sin aditivos (entregados directo por ENAP) / Shell entrega combustibles con aditivos (valor agregado). Estas mejoras de los productos que Shell entrega al mercado son respaldados tecnológicamente por los centros de investigación ubicados en Reino Unido, Canadá, Francia, Alemania y Noruega, por señalar algunos y se concentran en el desarrollo de productos de mejor tecnología y calidad.

2.2.5 Cadena de Valor del Negocio de Distribución de Shell

La cadena de valor de Shell cuenta con actividades que producen valor añadido a los clientes. En la figura N° 4 se presenta la Cadena de Valor de la empresa.

Actividades primarias

Dentro de las actividades primarias, Shell compra e importa directamente los productos terminados (combustibles), por lo que la cadena se inicia desde el proveedor hasta su venta a clientes finales.

Proveedores: La provisión de combustible es a través de ENAP e importaciones directas ocasionales que realiza Shell. El envío de ENAP de combustible hacia las planta de Shell la realiza a través de oleoductos y barcos.

Recepción de combustible: Shell recibe el combustible comprado a ENAP a través de oleoductos y terminal marítimo. En las estaciones de recepción se revisa y supervisa en forma exhaustiva que los productos cumplan con el estándar exigido y el manejo seguro en la operación de recepción y conducción de los productos adquiridos a los tanques correspondientes.

Almacenamiento: Los combustibles almacenados son controlados en forma rigurosa en cuanto a temperaturas y presión. Se realizan revisiones periódicas de integridad de tanques y elementos de seguridad en el control preventivo contra derrames e incendios.

Carga combustible: La carga de combustible a los camiones se realiza a través de las mesas de carga por medio de brazos articulados. Se efectúa supervisión y control riguroso del procedimiento de carguío y de la asignación correcta del producto en el camión aljibe.

Ventas: Los pedidos de diferentes clientes de Shell son revisados exhaustivamente, enmarcados en cumplir en forma rigurosa con los tipos de productos adquiridos y tiempo comprometido en la entrega. Ventas está centralizada en la oficina principal de la compañía, con apoyo de cada una de las plantas de almacenamiento.

Distribución de combustibles: El transporte del combustible almacenado en las plantas de Shell es realizado a través de camiones aljibe que son exhaustivamente revisados en lo concerniente a condiciones de seguridad y operación que deben cumplir. El envío se realiza a la red de estaciones de servicio e instalaciones de clientes con un estricto control de ruta de los camiones, tiempo, seguridad y operación de descarga en cada punto.

Red de estaciones de servicio: La entrega de combustibles, lubricantes y servicios a automovilistas a través de la red estaciones de servicio es realizada en forma segura y por personal capacitado. Se controla en forma periódica la operación, condiciones de entrega y calidad de los productos entregados.

Actividades de soporte

Las actividades primarias están apoyadas por las actividades de soporte, estas son las siguientes.

Recursos Humanos: Atraer, reclutar, motivar, recompensar y desarrollar al personal. Promover la creatividad, flexibilidad y diversidad en un ambiente de negocios multicultural y complejo; actividades con las que los profesionales de recursos humanos agregan valor al negocio.

Marketing y Desarrollo: Apoyo transversal a todas las actividades primarias, siendo principalmente el departamento de ventas el más asistido.

Departamento Legal: Asesoramiento jurídico-legal a todas las unidades de la compañía en la interpretación, suscripción y aplicación de contratos, convenios y otras gestiones. Asesoría en la elaboración de documentos legales sobre contratación de bienes, servicios, obras, compra y transferencia de inmuebles, inscripción de derechos de propiedad y consultorías, entre otros.

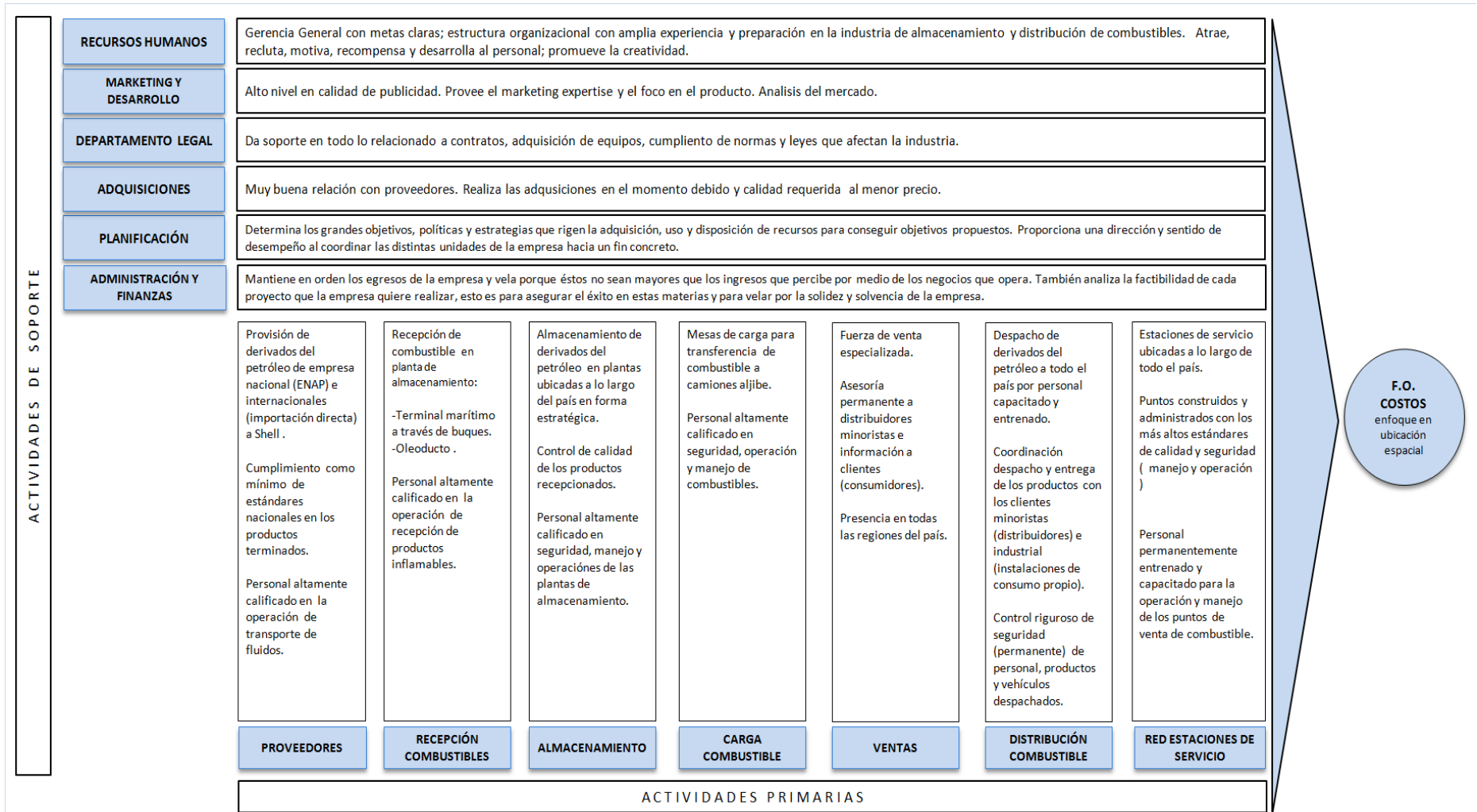
Adquisiciones: El departamento de adquisiciones es el encargado de realizar las compras necesarias en el momento debido, con la cantidad y calidad requerida y a un precio adecuado de los insumos indispensables para la producción de bienes y servicios.

Planificación: Apoyar la formulación, monitoreo y evaluación de los planes, programas, proyectos en apego a las políticas e instrucciones de compañía. Elaborar escenarios y estrategias basadas en nuevos conceptos.

Administración y Finanzas: Respalda con los recursos financieros y administrativos los requerimientos solicitados, para inversiones, remuneraciones, tecnología, entre otros con el objetivo de entregar a tiempo lo requerido por las actividades primarias.

Shell Chile compete en un mercado de competencia monopolística en la que lidera Copec y tiene la posibilidad de llegar a ser un gran competidor del líder de esta industria mediante la adquisición de la red de estaciones de servicio de Terpel y ampliación de la cobertura de distribución de combustible a clientes de diferentes industrias. Es importante destacar que al incrementar el volumen de distribución de combustible, se hace más concreta la opción de importar combustible refinado del exterior, provocando importantes cambios en la estructura interna.

Figura N° 4: Cadena de valor del Negocio de Distribución



2.2.6. Fortalezas y Debilidades

Fortalezas:

- **Aplicación de planeación estratégica a largo plazo:**

La planeación con base en escenarios utilizada por Shell está diseñada para educar a los gerentes generales acerca de la naturaleza compleja y dinámica del ambiente la planeación involucra la generación de una serie de escenarios "Qué pasaría sí..." , cuya función consiste en tratar de contar con gerentes generales en todos los niveles de la corporación que reflexionen en forma estratégica acerca del ambiente donde la compañía realiza negocios.

- **Reconocimiento de marca**

La marca Shell es sinónimo de calidad y alta tecnología (orientada al cliente).
Capacidad de Investigación y Desarrollo (avances muy importantes en relación a los combustibles alternativos tales como biocombustibles e hidrógeno).

Debilidades:

Participación del Mercado en Chile es de un 13,9%, Baja participación y cobertura en el mercado de Instalaciones para Consumo Propio de combustible e Industriales (transporte, forestales, mineras, pesqueras, agrícolas, industriales y fiscales).

Pocos Ingenieros con experiencia en el mercado nacional que puedan realizar cobertura del área Retail y del mercado de Consumo Propio de Combustibles.

2.2.6 Conclusión

El Grupo Royal Dutch/Shell sigue siendo una de las empresas líder en la Industria que participa. Tiene una gran capacidad financiera, por lo que puede invertir grandes cantidades de dinero en Desarrollo e Investigación de nuevas tecnologías, en negocios relacionados con innovación y tecnología, y especialmente en la formación de sus trabajadores en todo el mundo.

Shell mantiene una imagen positiva en la mente de sus clientes con campañas de responsabilidad empresarial. Incentiva a las personas mediante programas sociales para estimular el desarrollo de ideas y el emprendimiento. Se preocupa de que en cada país se cumplan todos los principios que establece el Grupo RD Shell, otorgando una ventaja real sobre la competencia; sobre todo en nuestro país.

Shell posee grandes ventajas competitivas y recursos altamente valorados y difíciles de copiar; esto le confiere un gran potencial para desarrollar las áreas que la compañía defina de acuerdo a proyecciones en el país. La compañía en nuestro país debe atender a una gran diversidad de negocios, con una dotación acotada de profesionales con experiencia en segmentos específicos en combustibles; dejando áreas con poca cobertura.

Personal altamente calificado (personal escaso experto en combustibles), productos a precios competitivos (con enfoque de diferenciación en la tecnología y calidad de los productos), soporte internacional importante a través del Grupo RD Shell.

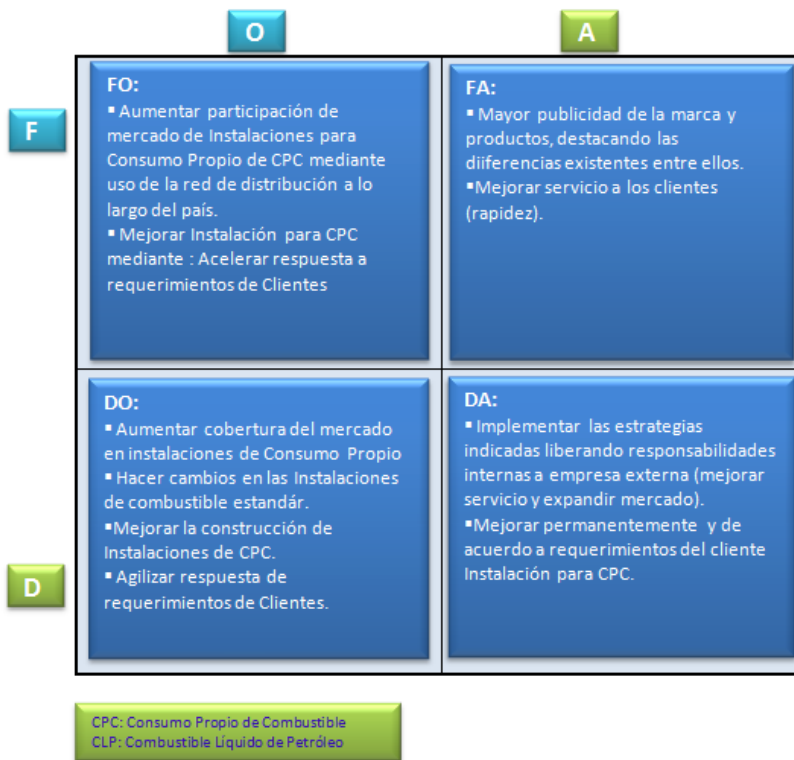
2.3 Análisis estratégico

2.3.1 Análisis FODA

Tabla N° 1: Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas

<p>Fortaleza:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Marca (Shell) ▪ Producto (CLP con aditivos de la mejor tecnología del mercado). ▪ Distribución de combustible a lo largo de todo el país. ▪ Personal de la compañía y asesores externos altamente capacitados. <p>Debilidad:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Baja cobertura del mercado en instalaciones para Consumo Propio ▪ Instalación de combustible estándar (sin diferenciación) 	<p>Oportunidad:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Aumentar participación de mercado de Instalaciones de Consumo Propio ▪ Mejorar Tipo de Instalación CPC haciéndola recuperable en un 95% ▪ Mejorar respuesta a requerimientos de Instalaciones CPC (en relación a tiempo de implementación) <p>Amenaza:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Competencia (otras compañías de combustibles) 	<p>FO: Uso de las Fortalezas para aprovechar oportunidades</p> <p>DO: Vencer las debilidades aprovechando oportunidades</p> <p>FA: Uso de fortalezas para evitar amenazas</p> <p>DA: Reducir a un mínimo las debilidades y evitar riesgos</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Figura N° 5: Matriz FODA



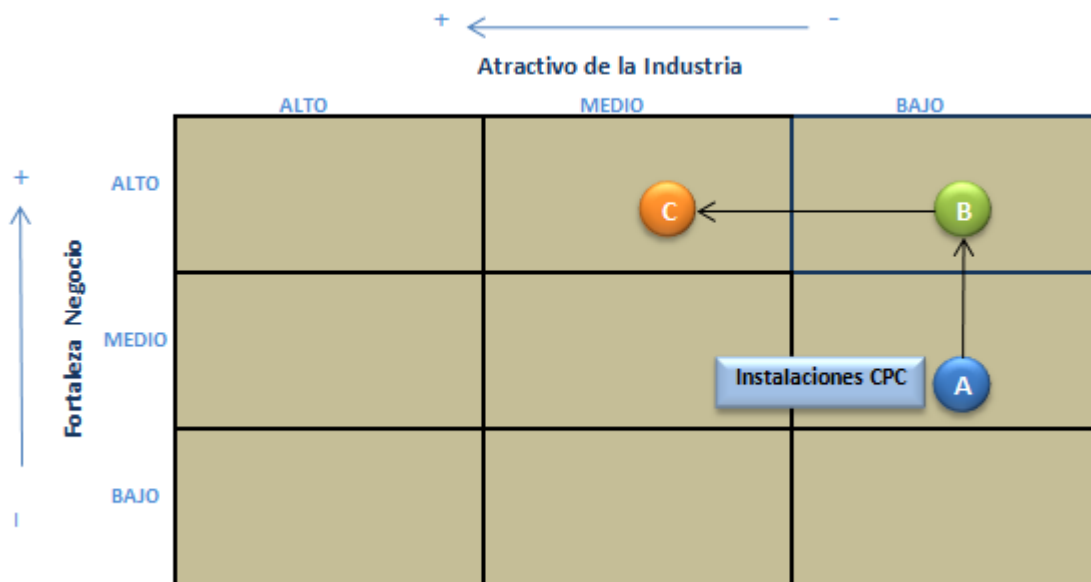
2.3.2 Matriz fortaleza negocio / Atractivo industria

Actualmente la participación de mercado que tiene Shell es de un 13,9%. La concentración de mercado a través del índice Herfindahl (IHH) se obtuvo el valor de 0,47 (ver tabla en anexo 1), demostrando que es un mercado concentrado debido a la dominancia de Copec, al reducido número de empresas y las diferencias de tamaño entre ellas.

Considerando el $PM=0,09$ (poder de mercado en distribución minorista) la ubicación de Instalaciones CPC en la matriz de fortaleza del negocio / atractivo de la industria quedaría en la parte media de la matriz correspondiente al atractivo de la industria. Para la ubicación de la fortaleza del negocio consideramos que la compañía tiene

recursos y capacidades importantes quedando el posicionamiento en la matriz A/F, de la Figura N° 6, de la siguiente forma:

Figura N° 6: Matriz fortaleza negocio/attractivo industria



A= Posición actual Instalaciones CPC

2.3.3 Estrategia Operacional.

Cambios a realizar para lograr el desplazamiento desde el punto A al C:

- Mejorar y ampliar la cobertura del mercado de venta de combustibles líquidos derivados del petróleo (CLP) a segmentos que no están siendo bien abastecidos por los costos asociados mejorando la participación en el mercado.
- Mejorar operacionalmente el servicio de abastecimiento y de operación, mediante la creación de una unidad con profesionales y técnicos con experiencia en el área y en las políticas operacionales, gestión, normas de seguridad, Know How y estándares de Shell, que entregue soluciones rápidas, seguras y atractivas económicamente a nuestros clientes.
- Aprovechar la capacidad instalada y recursos de la compañía para impulsar un servicio que brinde una atención expedita y con crecimiento sostenible. A través del aumento de consumo de combustible

3. Estrategias Funcionales

3.1 Estrategia Funcional Instalaciones para Consumo propio industria del transporte

La Estrategia Funcional está dirigida para las Instalaciones para Consumo Propio de Combustibles derivados del petróleo (CPC). En base a estadísticas de la compañía y sondeo preliminar realizado en Santiago y regiones, se pudo comprobar que existen muchas y variadas empresas del transporte de carga y pasajeros que requieren abastecimiento de combustible más cercano a sus instalaciones y a precios más atractivos del que pueden encontrar en establecimientos de expendio al público de combustibles líquidos.

3.1.1 Flow-Sheet con Proyecto y Cadena de valor con proyecto

En la figura N° 7 se presenta el Flow-Sheet con proyecto, negocio consumo propio de combustible.

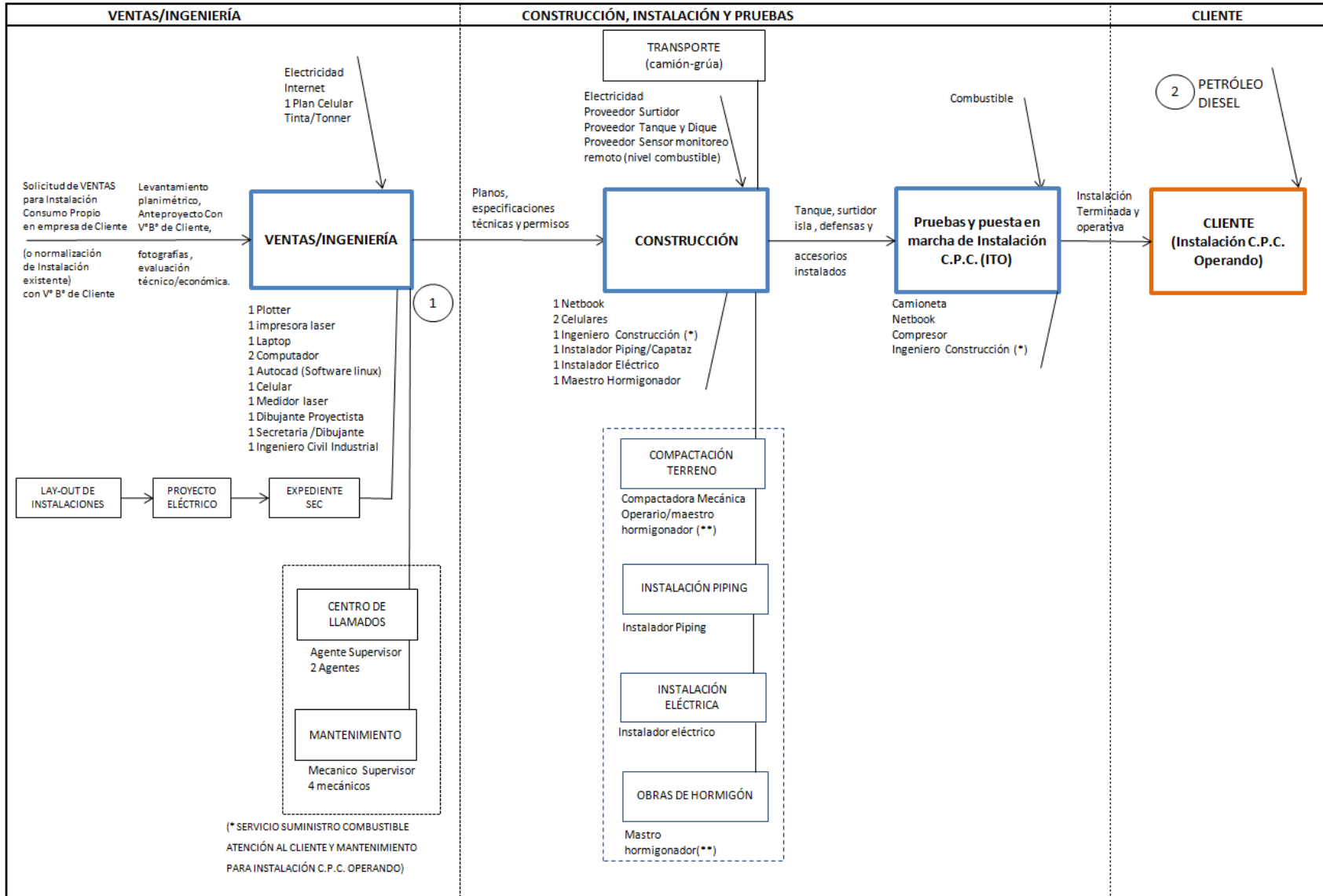
El principal cambio en el Flow-Sheet con proyecto, es la integración vertical en el negocio de la operación de los terminales de consumo propio en las instalaciones de los clientes. El proyecto consiste en crear una unidad de negocios CPC. Esta unidad se preocupará desde la construcción de la instalación hasta la venta periódica de combustible al cliente.

Esta unidad es una nueva organización que considera:

- Una facility de Ventas/Ingeniería que estará a cargo de la elaboración de los proyectos de instalaciones solicitadas por la compañía.
- Una facility de Construcción, que coordinará la ejecución de la instalación CPC en el tiempo y detalles indicados en el proyecto.
- Una facility de pruebas y puesta en marcha que certificará el correcto funcionamiento de la instalación.

- Una facility de Centro de Llamados, que una vez terminadas las actividades anteriores, se procederá a surtir de combustible al cliente mediante una unidad que coordinará los pedidos con las entregas
- Distribución de combustible de la Planta de Almacenamiento, que entrega el producto al cliente y
- La facility de mantenimiento que se ocupará del buen funcionamiento de la instalación a través de un mantenimiento preventivo y reactivo. Tanto el Centro de Llamados y Mantenimiento reportarán a la facility de Ventas/Ingeniería.

Figura N° 7: Flow Sheet con proyecto, negocio consumo propio de combustible



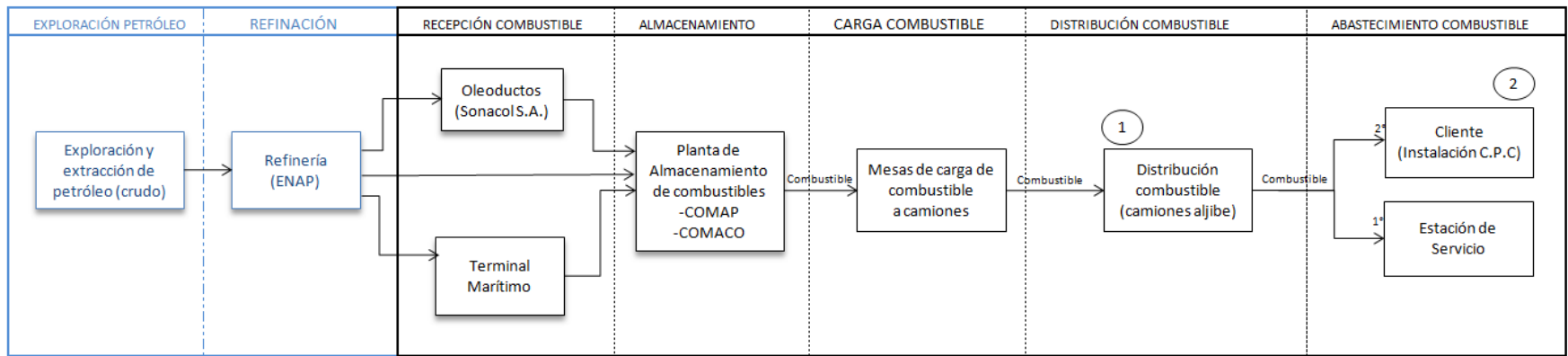
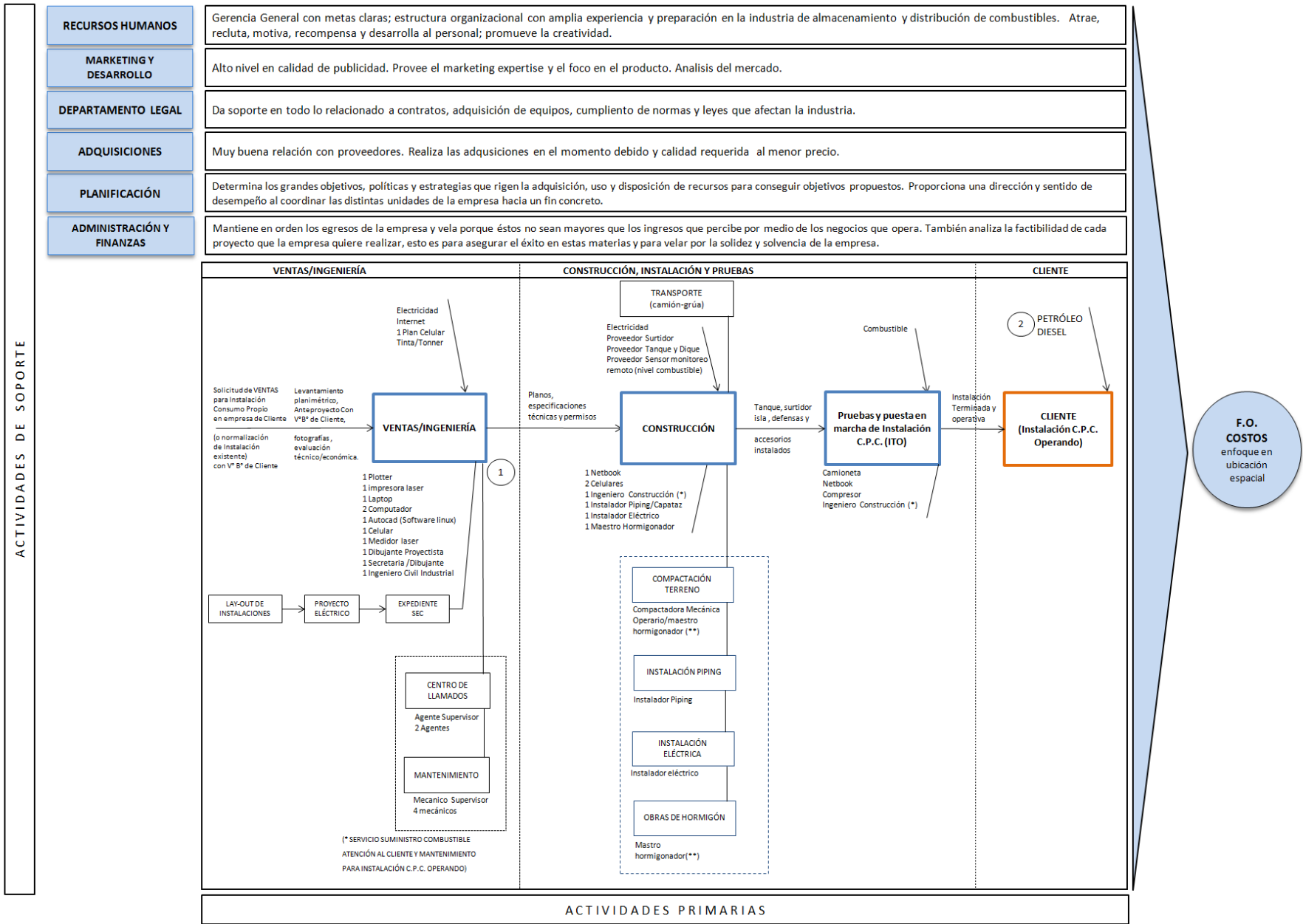
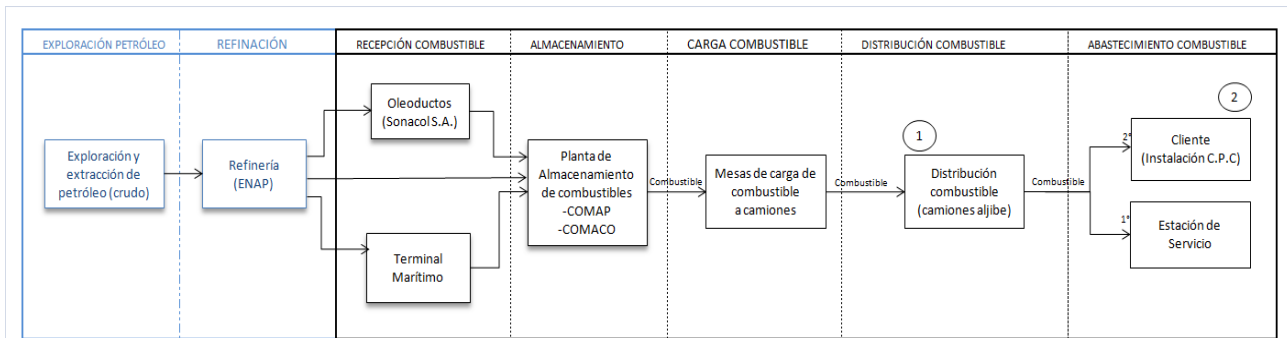


Figura N° 8: Cadena de Valor con Proyecto



ACTIVIDADES PRIMARIAS



3.2 Estrategia Operacional

3.2.1 Unidad de Negocio C.P.C., objetivo y actividades

Tiene por objetivo mejorar el servicio y aumentar la cobertura del mercado de las Instalaciones para consumo propio de combustibles líquidos derivados del petróleo (CPC). La implementación de una Unidad de Negocio integral para la realización de las Instalaciones CPC, y abastecimiento de petróleo diesel, estará definida por la realización de las siguientes actividades en cada uno de los siguientes facilities:

Actividades Primarias (ver figura N° 8: Cadena de Valor con Proyecto)

- Ventas e Ingeniería: Desarrollo de los proyectos y especificaciones técnicas de las Instalaciones C.P. C. y control del centro de llamados y mantenimiento.
- Construcción/Instalación y Montaje: Construcción de las Instalaciones CPC de acuerdo al proyecto y especificaciones suministradas por el Departamento Técnico.
- Pruebas y Puesta en marcha de la Instalación CPC
- Centro de Llamados: Control y coordinación de suministro de combustible a nuestros clientes.
- Operación y Mantenimiento: Mantención de la red de Instalaciones CPC

Esta implementación permitirá mejorar los requerimientos y servicio a los clientes de transporte de carga y pasajeros que requieran combustibles para sus operaciones. Las estrategias mencionadas, permitirán reforzar y reposicionar a la compañía, mejorando

su participación en este mercado y obteniendo una mejor rentabilidad. El diseño debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Instalaciones que puedan ser construidas y operadas en menos tiempo (50% menos).
- Instalaciones que puedan ser “levantadas” y recuperadas sin pérdidas, para ser reubicadas en otros puntos de negocio y que cumplan con los altos estándares de Shell (los más exigentes del mercado).
- Que el diseño permita una fácil y rápida inspección /pruebas de control de acuerdo a los protocolos y reglamentos vigentes.
- Diseño que permita reducir los costos de instalación y operación traduciendo esto en menores precios al cliente (competitividad).

3.2.2 Estrategias Comerciales

Segmentación y elección del segmento objetivo:

- **Segmentación por volumen de compra:** Se segmentará de acuerdo al volumen de compra de combustible de las empresas (clientes):
Clientes estándar: consumo mensual: 20* a 39* m3
Cliente Gold: consumo mensual entre 40* y 59* m3
Cliente Platinum: consumo \geq 60* m3
(*cifras distorsionadas por confidencialidad)
- **Segmentación geográfica:** Se establecerá esta segmentación de forma regional para poder definir claramente la cantidad y el tipo de industria que prevalece en cada zona.

Mercado Objetivo

El mercado objetivo serán las empresas que tengan un consumo mínimo de 60 m3 mensuales de petróleo diesel. Se eligió el segmento de clientes de transporte de carga y pasajeros.

3.2.3 Implementación de la Estrategia

La implementación se realizará mediante la Unidad de Negocio CPC que estará a cargo del servicio de suministro de combustible (petróleo diesel). Este servicio será proporcionado a través de la operación de **tanques móviles** que serán instalados en terrenos de nuestros clientes y entregados en comodato.

Se implementará un **sistema de monitoreo remoto** instalado en cada tanque (control de niveles) el cual proveerá información a través de la red celular a los monitores del centro de llamados, avisando cuando los tanques estén en un punto mínimo de reposición, punto mínimo calculado de acuerdo a modelo de stock mínimo (ver anexo 6) para coordinar la entrega del producto.

La distribución de combustible de Shell, en forma eficiente a través de camiones aljibe de la compañía, realizará la entrega y el cobro por el suministro de petróleo diesel.

El mantenimiento estará a cargo de un equipo que realizará las mantenciones preventivas, debidamente planificadas. Se coordinarán las reparaciones reactivas que pudieran ocurrir y por medio de la información entregada por los clientes al centro de llamados.

4. Proyecto

4.1 Descripción

El Proyecto consiste en la creación de una unidad estratégica de negocios que entregue un servicio de venta de combustible en las instalaciones del cliente cobrando por la cantidad consumida. La unidad estratégica de negocios gestionará la Instalación y operación de las unidades móviles CPC. Esto significa, la administración de la infraestructura (tanques + diques) y control de las ventas de combustible (petróleo diesel) a los clientes del segmento de transporte de carga y pasajeros.

Para la empresa el propósito del proyecto es fortalecer, agilizar y aumentar la cobertura del servicio de Shell en proyectos de Instalaciones para CPC, consiguiendo mejorar y hacer más eficiente este servicio, agregando valor significativo a los clientes.

Actualmente; Shell pierde varios clientes al mes debido a:

- La poca cobertura que Shell da a esta área de servicio, a
- La lenta respuesta (demoras en iniciar instalaciones y costos asociados),
- Contratos “ancla” por periodos extensos, por recuperación de inversión asociada a la instalación de tanques enterrados o sobre superficie con pretilos y losa de hormigón armado.
- Personal dedicado preferentemente al área retail (estaciones de servicio).

Una vez terminado el proyecto, con la instalación y puesta en marcha; se abastecerá de petróleo diesel el punto CPC del Cliente para su flota de vehículos, se controlará el cumplimiento de las ventas y la eficiencia de entrega del combustible mediante monitoreo del nivel del tanque de combustible para garantizar el suministro continuo a la Instalación CPC

4.1.1 Determinación del Nivel de Stock

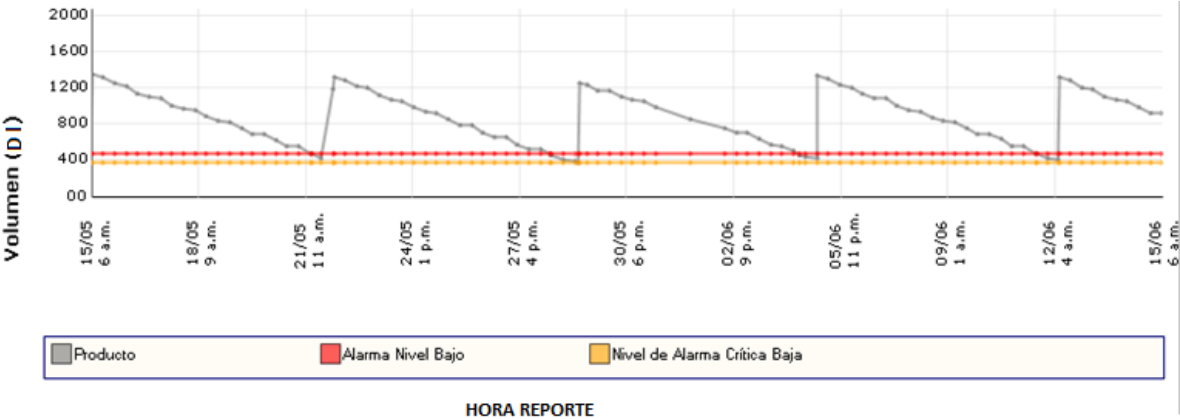
Se definirá para cada cliente el stock mínimo (alarma de nivel bajo) y stock crítico de operación (nivel de alarma crítica baja).

El sistema realiza el seguimiento al consumo de combustible mediante una base de datos de utilización de petróleo diesel promedio diario, con ello calcula los días de inventario que se tiene para generar la advertencia de pedido de combustible con base en los históricos de consumo de la Instalación. En los PC's del centro de llamadas se rescatará la información disponible.

Un portal web recibe la información en tiempo real a intervalos regulares del dispositivo instalado en el tanque a través de la red celular, emitiendo una primera señal (visual y audible) de aviso de nivel bajo de combustible, que considera 24 horas de abastecimiento en la instalación y, una segunda señal de aviso de nivel bajo crítico, que considera 12 horas de abastecimiento en la instalación.

El sistema en la primera señal enviará un aviso a través de Internet al cliente y a distribución para el despacho de combustible. En la segunda señal se enviará un aviso a distribución (de nivel crítico) para realizar el seguimiento y coordinación a tiempo del abastecimiento de combustible al punto.

Figura N° 9: Nivel de Stock y periodo de reabastecimiento



4.1.2 Sistema de Monitoreo Remoto

El sistema de monitoreo remoto que se presenta en la Figura N°9, consta de un dispositivo de telemetría y sensor de nivel que se instala fácilmente en una copla del manhole del tanque. Los niveles del tanque se envían regularmente a través de SMS/GPRS a un servidor central que procesa automáticamente los datos, quedando alojados en forma segura en un portal web y con acceso a usuarios autorizados para su consulta.

El sistema de monitoreo permitirá:

- Mejorar la precisión y efectividad de los pedidos
- Reducir errores en la proyección de pedidos.
- Optimizar las rutas de entrega y reducir costos logísticos.
- Eliminar o reducir órdenes o pedidos de emergencia causados por control inadecuado.
- Mejorar la relación comercial, fidelidad y satisfacción de los clientes
- Alarmas automáticas

Los reportes incluirán:

- Niveles mínimos o puntos de notificación de reabastecimiento
- Localización/ubicación del tanque.
- Información del cliente.
- Capacidad del tanque.
- Nivel actual del tanque.
- Consumo promedio (en intervalos determinados).
- Proyección a puntos críticos basados en consumo promedio.

Figura N° 10: Sistema de monitoreo remoto de nivel de tanque de combustible



4.2 Contrato de suministro de combustible

El contrato de suministro de combustible y entrega de equipos será de tres años. En caso de no existir renovación del contrato se reutilizarán estos activos en la propiedad de nuevos Clientes (nuevos contratos de suministro). El horizonte de tiempo de duración de los proyectos es de tres años; por lo que una vez cumplido, las Instalaciones CPC serán reutilizadas en las Instalaciones futuras a realizar. La vida útil de las unidades móviles (tanque, dique y surtidor) es de diez años (pueden ser utilizadas hasta dieciocho años).

En el sistema anterior de suministro de combustible, la compañía negociaba con el cliente para que éste compartiera algunos costos de construcción e instalación (isla, excavación y losa sobre tanque enterrado, electricidad y piping). El tanque y surtidor lo entregaba en comodato. La solicitud de combustible la realizaba el cliente a las plantas de almacenamiento de la compañía, en muchas ocasiones en forma tardía (sin considerar las 24 horas de anticipación para solicitud del producto), con la consecuencia de quedar sin

producto. Una vez terminado el contrato de suministro, Shell ofrecía al cliente vender la instalación a un bajo costo.

4.3 Estimación del número de Proyectos e Instalaciones CPC

La entrada de Proyectos CPC se ha considerado en forma determinística (antecedentes históricos), con una entrada mensual de 15 Instalaciones CPC. Para estimar la cantidad mensual y anual de instalaciones a realizar (estocásticamente) se ha considerado un 20% fijo y un 80% variable de acuerdo a los siguientes parámetros y cálculos:

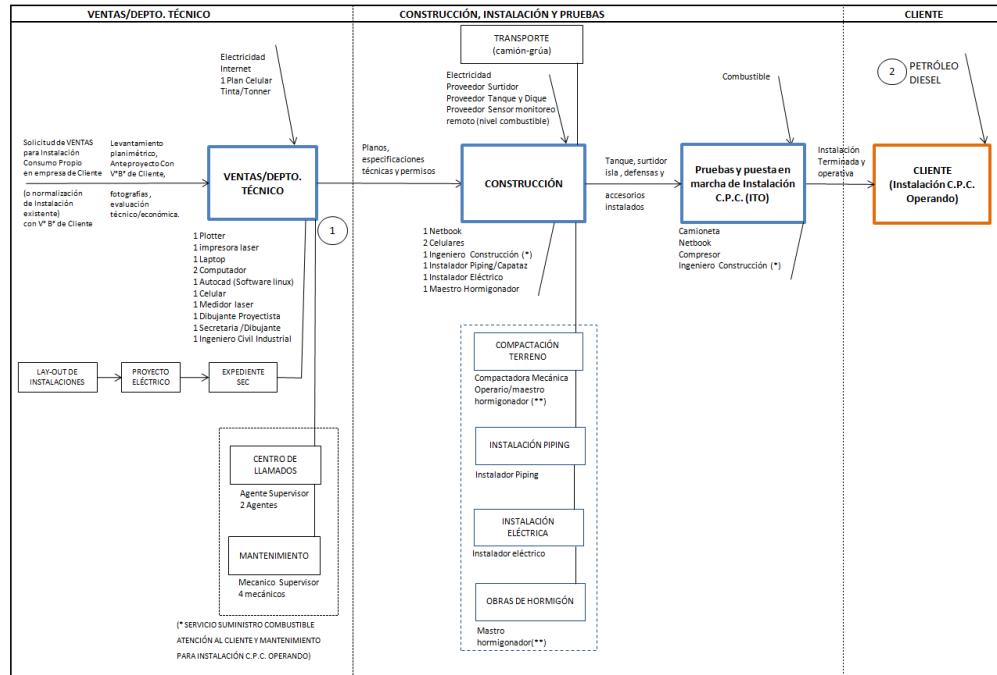
Entrada base de Proyectos/Instalaciones	a= 20%
Entrada variable de Proyectos/Instalaciones	b= 80%
Input Proyectos/Instalaciones (determinístico)	c= 15
Número aleatorio entre 0 y 1 (iterado para cada mes)	= $Y_1, Y_2, Y_3, \dots, Y_{12}$
Función redondeo (valor entero)	= X

$$\begin{aligned} \text{Año1} = & [a + (b \cdot c \cdot y_1)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_2)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_3)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_4)x] + \\ & [a + (b \cdot c \cdot y_5)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_6)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_7)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_8)x] + \\ & [a + (b \cdot c \cdot y_9)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_{10})x] + [a + (b \cdot c \cdot y_{11})x] + [a + (b \cdot c \cdot y_{12})x] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Año2} = & [a + (b \cdot c \cdot y_1)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_2)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_3)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_4)x] + \\ & [a + (b \cdot c \cdot y_5)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_6)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_7)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_8)x] + \\ & [a + (b \cdot c \cdot y_9)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_{10})x] + [a + (b \cdot c \cdot y_{11})x] + [a + (b \cdot c \cdot y_{12})x] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Año3} = & [a + (b \cdot c \cdot y_1)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_2)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_3)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_4)x] + \\ & [a + (b \cdot c \cdot y_5)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_6)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_7)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_8)x] + \\ & [a + (b \cdot c \cdot y_9)x] + [a + (b \cdot c \cdot y_{10})x] + [a + (b \cdot c \cdot y_{11})x] + [a + (b \cdot c \cdot y_{12})x] \end{aligned}$$

Figura N° 11: Flow Sheet Operacional del Proyecto



4.4.1 Descripción de facilities

a) **Ventas/Depto. Técnico/Operación:** Esta unidad tendrá la responsabilidad de gestionar y realizar la instalación de la unidad móvil (tanque, dique y surtidor) que se entregará en comodato al Cliente, del control del suministro de combustible y el mantenimiento de las Instalaciones CPC.

Ventas: deberá realizar un levantamiento del terreno y de los requerimientos del cliente y de la Instalación. El Dpto. Técnico se encargará de desarrollar el proyecto con todos los requerimientos que necesita la Instalación. También, se responsabilizará de la reasignación (gestión e instalación) de todas las unidades móviles que queden disponibles después de terminados los contratos (en caso de la no extensión de éstos).

Operación de Instalaciones de CPC: se encargará de la administración de estos activos de la compañía, mientras duré el contrato (tres años mínimos).

Central de Llamadas: se encargará de la comunicación, control, coordinación de suministro de combustible, alarmas y del cumplimiento de los contratos de garantía del volumen de consumo mensual mínimo de combustible por parte del Cliente.

Mantenimiento realizará las mantenciones planificadas y reactivas de la red de Instalaciones CPC.

En la Figura N°12 se presenta un diagrama de la cadena de abastecimiento de las Instalaciones CPC.

b) **Construcción:** Esta unidad interna realizará las instalaciones y obras requeridas para los puntos CPC. Estará encargada de realizar todas las tareas de la construcción:

- Compactación terreno,
- Instalación piping,
- Instalaciones eléctricas,
- Obras de hormigón: fundaciones, cámara surtidor, etc.

El transporte de los tanques con camión-grúa será subcontratado, considerando el lugar (región) en que se requiera realizar el transporte, desde la maestranza al punto CPC

c) **Pruebas y puesta en marcha:** Toma de pruebas y control a tanque, dique, cañerías e instalaciones eléctricas y elementos de seguridad. Puesta en marcha de la Instalación.

Figura N° 12: Cadena de abastecimiento de combustibles líquidos para Instalaciones



4.4.2 Elementos relevantes de la Instalación

Son considerados elementos relevantes de la instalación todos aquellos por medio de los cuales la Instalación CPC puede operar normalmente y en un marco de completa seguridad:

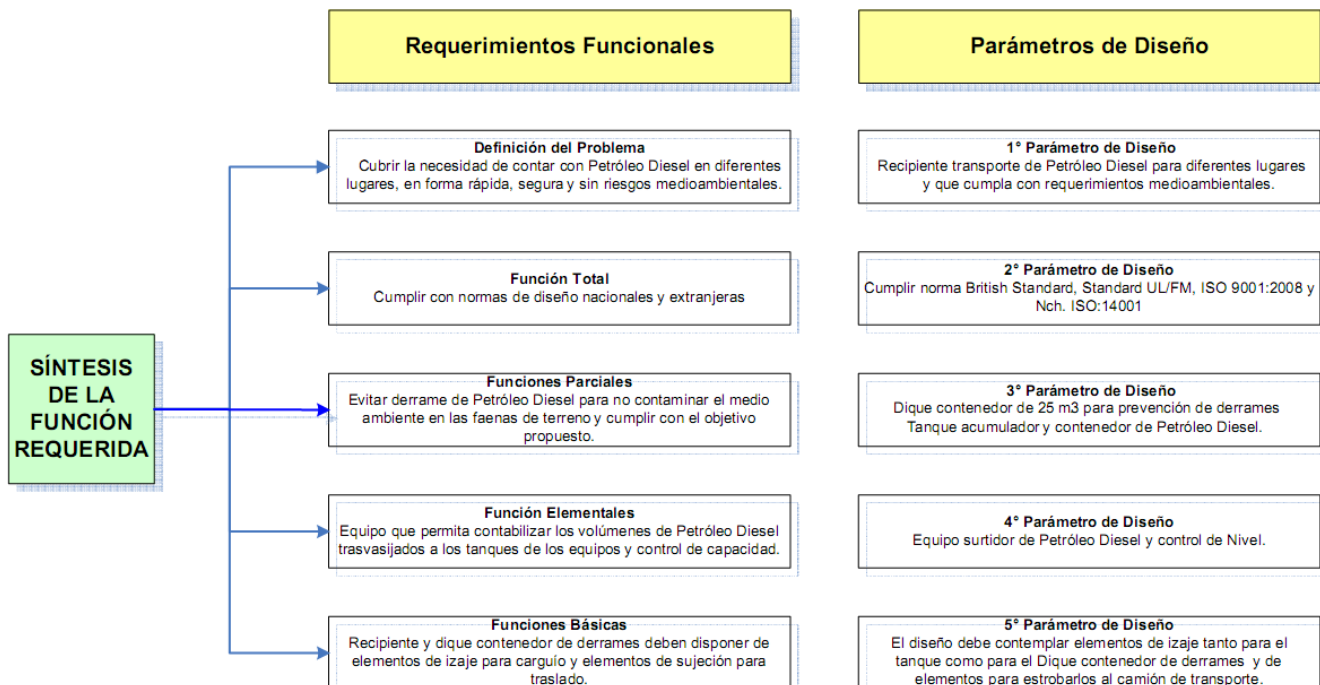
- **Tanque móvil** (25 m³): Recurso para el almacenamiento de combustible (petróleo diesel); En acero ASTM A-53 ó SAE A 37-24 ES. La capacidad del tanque se ha definido estratégicamente, se ha considerado el volumen que transportan los camiones aljibes que abastecen de combustible estas instalaciones de CPC y las dimensiones de diámetro y longitud, para la facilidad de traslado a su punto de instalación.
- **Dique o pretil antiderrame**: Elemento de seguridad para contención de derrame.
- **Surtidor 70 lt/min**: Recurso para abastecimiento de combustibles a los vehículos y/o equipos en general. Esta constituido por pistola de corte, manguera, totalizador, medidor, bomba y motor.
- **Dispositivo monitoreo** de nivel de tanque de combustible (certificación UL): Recurso para aumentar la eficiencia de entrega de petróleo diesel (minimizar entregas

necesarias), detección de fugas o derrames, temperatura (situación de riesgo), nivel de producto en el tanque, pronosticar consumos de nuestros clientes, garantizar el suministro constante de combustible a las Instalaciones CPC.

- **Isla de hormigón de 2 x1 m:** Elemento para instalación de surtidor industrial (protección del equipo y riesgos asociados).
- **Defensas isla (2):** Destinadas para protección del surtidor industrial (seguridad de la instalación y usuarios).
- **Luminaria (1):** Para iluminación en la noche y días de poca luz solar en el proceso de abastecimiento de surtidor a vehículo.
- **Tablero eléctrico (1):** Alimentación de energía al surtidor industrial y seguridad en la operación (disyuntores, cables y sellos a prueba de explosión).
- **Piping:** Conducción del combustible a los vehículos y/o equipos generadores o procesos (cañería ASTM A53-Sch 40).
- **Elementos de seguridad:** Destinados a prevenir accidentes.

4.5 Procedimiento KOLLER para requerimientos Funcionales v/s parámetros de Diseño

Figura N° 13: Procedimiento KOLLER



4.6 Sistema Técnico Aplicado al Tanque de Almacenamiento de Combustible

Figura N° 14: Sistema Técnico aplicado al Tanque de Almacenamiento

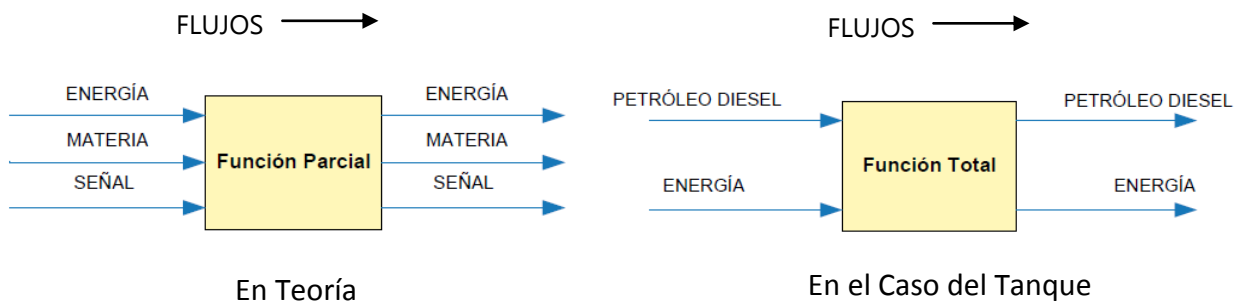
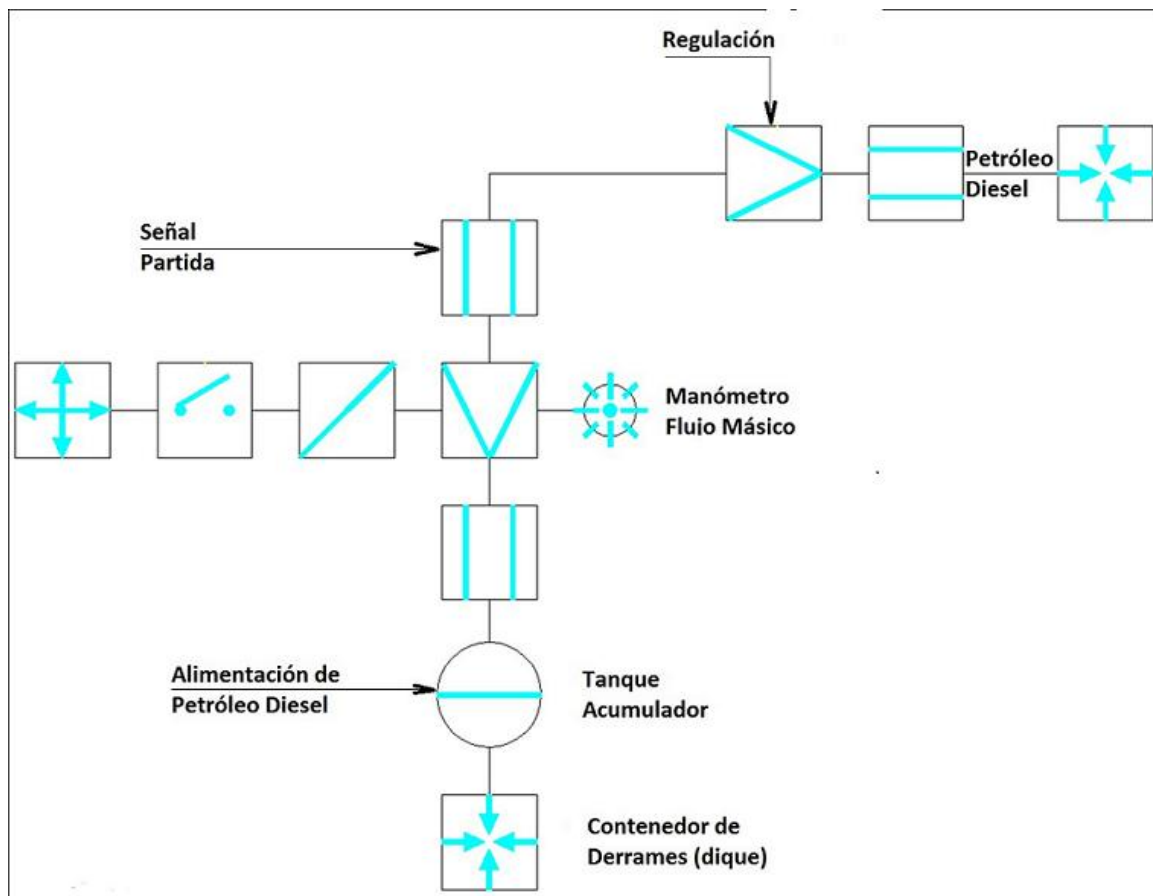
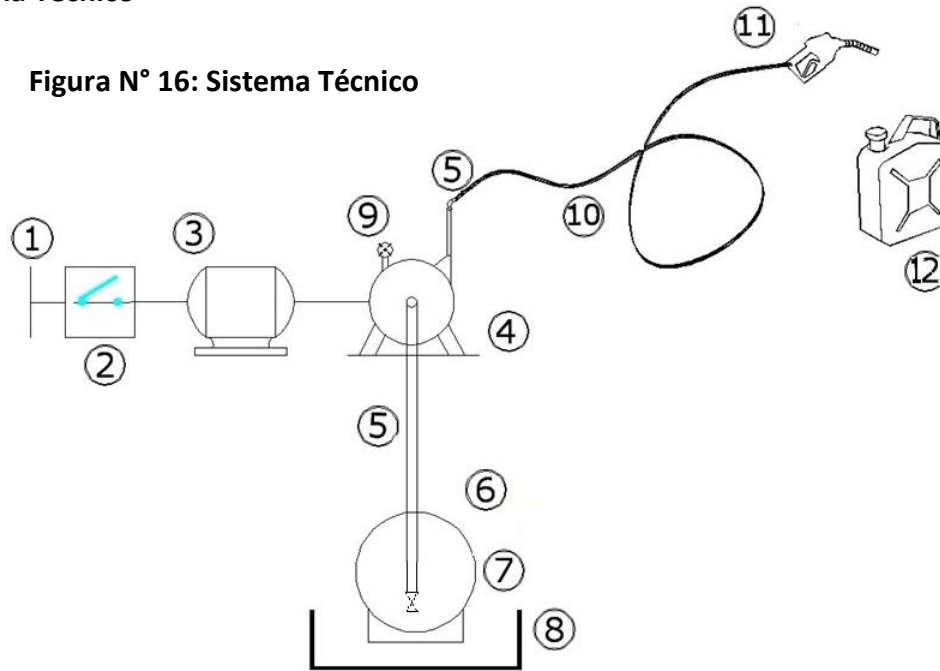


Figura N° 15: Diagrama General



4.6.1 Sistema Técnico

Figura N° 16: Sistema Técnico



SISTEMA TÉCNICO		
N°	Elementos Funcionales	Funciones Elementales
1	Línea alimentación eléctrica	Fuente de Energía
2	Interruptor eléctrico	Interrumpir, conectar
3	Motor eléctrico	Transformar
4	Bomba	Amplificar
5	Cañerías	Guiar
6	Tanque de petróleo diesel	Acumular
7	Válvula reguladora	Surtir, interrumpir, regular
8	Dique derrame	Acumular derrame
9	Manómetro	Control de vaciado
10	Línea de llenado de petróleo	Guiar
11	Válvula reguladora	Surtir, interrumpir, regular
12	Tanque de vehículos	Sumideros

4.7 Instalación Estándar Para Consumo

- 1 tanque subterraneo
- 1 tapa cámara
- 1 contenedor derrames
- 1 set valvulas y accesorios
- 1 surtidor
- 1 venteo
- 1 instalacion eléctrica con malla especial
- 1 Losa Hormigón armado sobre tanque
- 1 radier zona carga

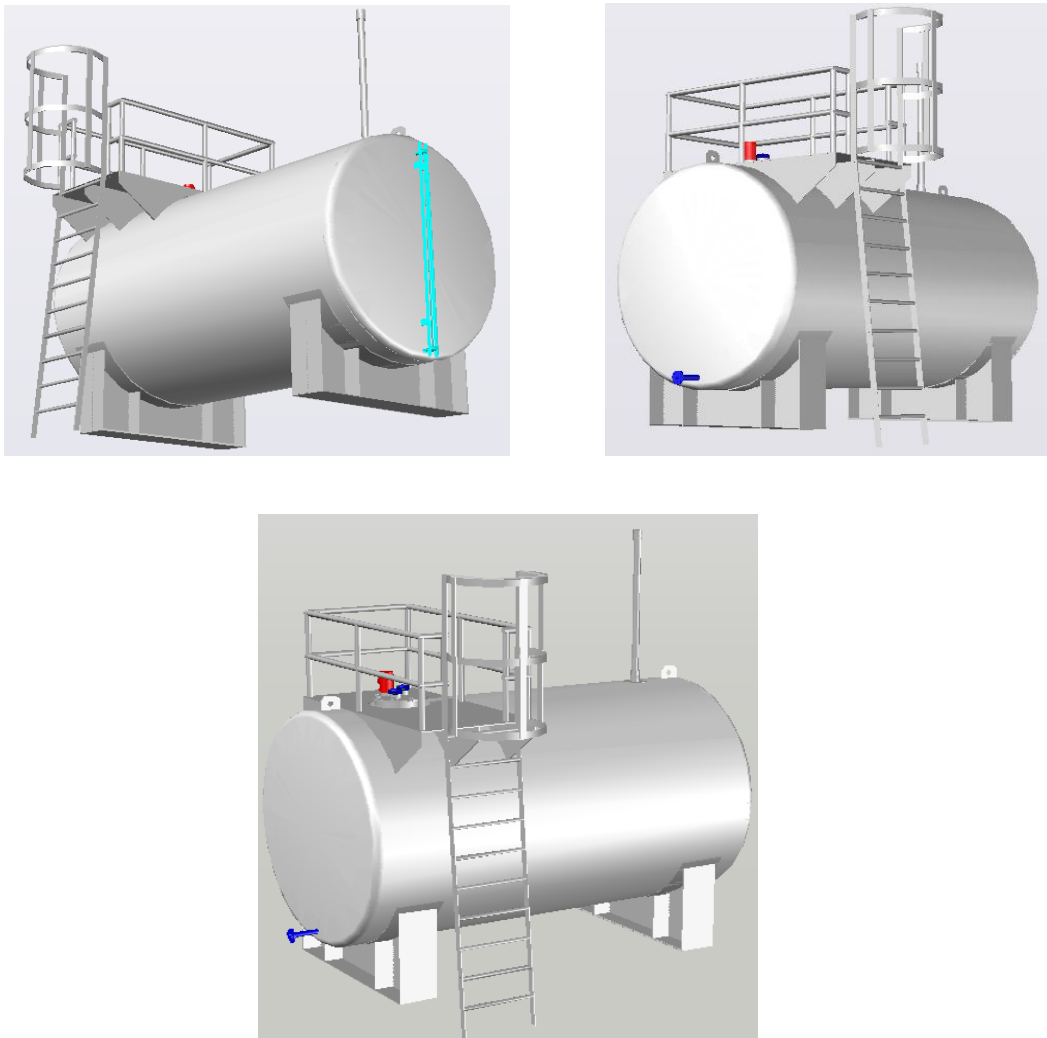


4.8 Instalación Móvil Para Consumo Propio (tipológicas)

Para la instalación móvil se requiere de los siguientes elementos:

- | | |
|----------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| 1 Tanque Móvil 25 m ³ | 1 luminaria |
| 1 Dique o pretil antiderrame | Elementos de seguridad |
| 1 Surtidor | 1 Tablero eléctrico |
| 1 Isla 2 x 1m | Piping |
| 2 defensas isla | 1 Dispositivo monitoreo de nivel de tanque de combustible |

Figura N° 17: Tanque con soporte/escalera, diferentes vistas



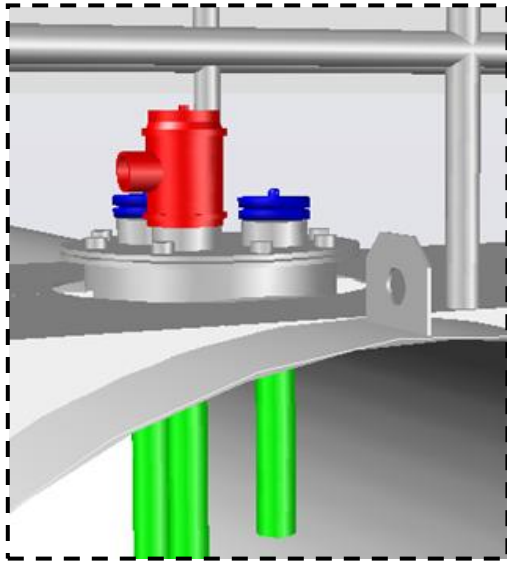


Figura N° 19: Detalle Manhole/Manifold

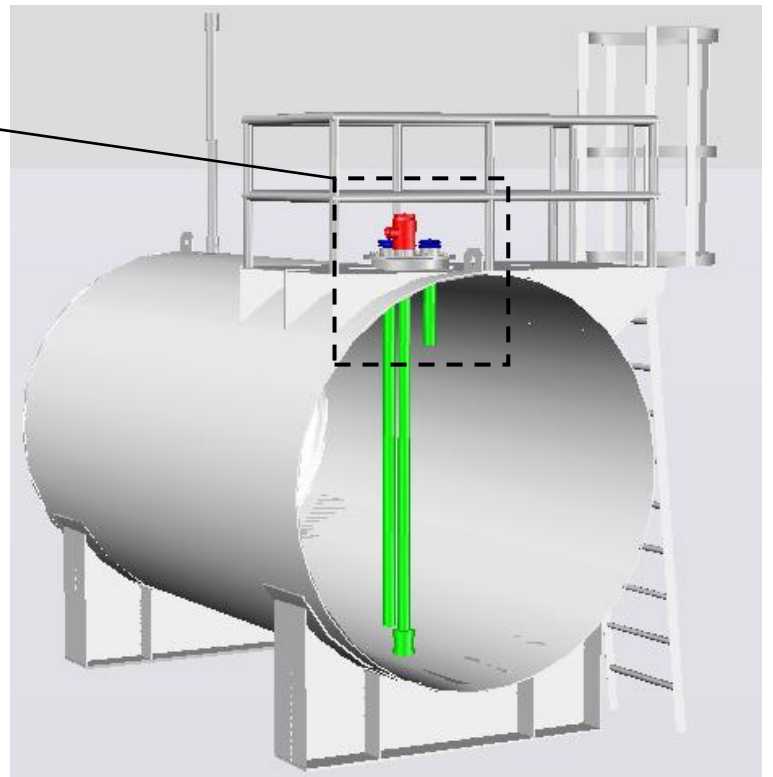


Figura N° 18: Dique (Pretil antiderrames)

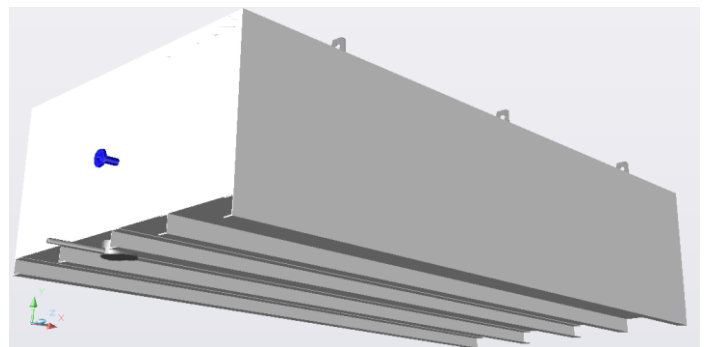
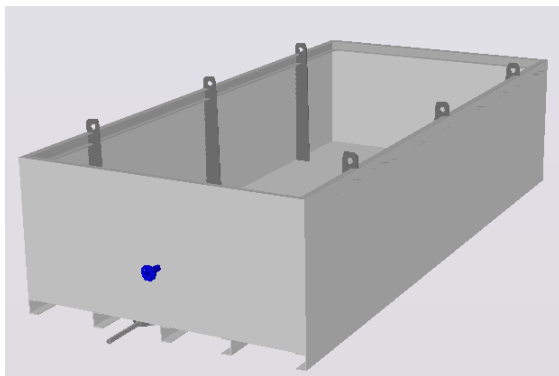


Figura N° 20: Unidad Pretil antiderrames +Tanque Móvil previo al montaje

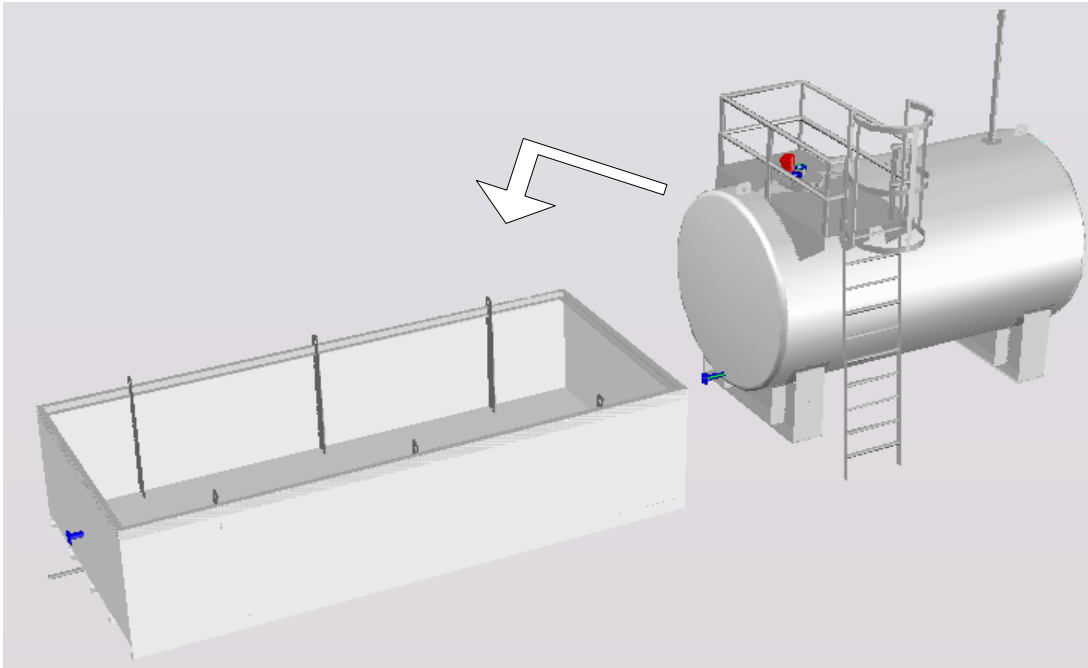
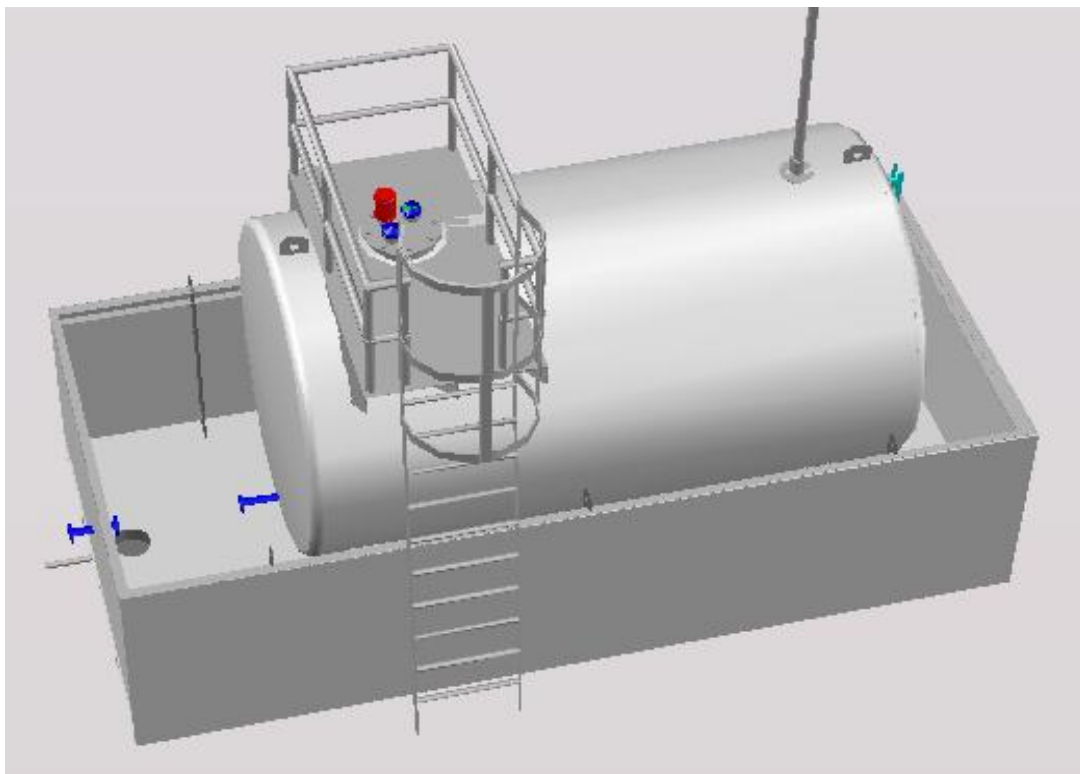


Figura N° 21: Unidad Pretil antiderrames +Tanque Móvil previo al montaje





Transporte de Tanque + Pretil antiderrame a punto de Instalación CPC

4.9 Balance

En el Proyecto de Instalaciones para Consumo Propio de combustibles, se ha definido una entrada mensual determinística de 15 proyectos solicitados por Shell (antecedente histórico). Para estimar la variabilidad se ha considerado un 20% de Proyectos fijo y un 80% variable (probabilístico).

Instalaciones anuales = \sum Instalaciones mensuales

4.9.1 Balance Ventas/Depto. Técnico

Semana =	45 horas
día =	9 horas

Ingeniero Civil	
Recepción y análisis antecedentes Inst. P.C.P.	1,0
Instrucciones a Dibujante proyectista	0,5
Especificaciones técnicas	1,0
Revisión proyecto y V° B°	0,5
Revisión Expediente SEC y firma documentos	0,5
Total hrs.	3,5

Dibujante Proyectista	
Revisiones con Ingeniero Civil	0,5
Lay-out de instalaciones	2,5
Ploteo planos	0,5
Especificacione técnicas y tipologías	0,5
Total hrs.	4,0

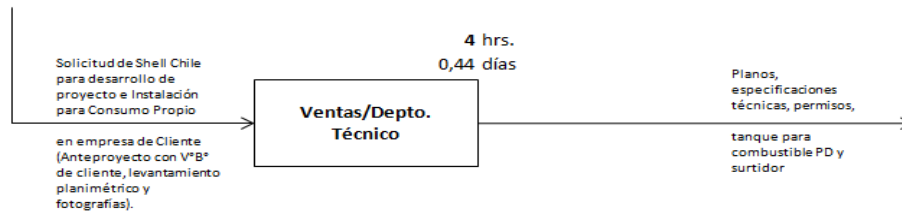
Secretaria/Dibujante	
Preparación expediente SEC	1,0
Prep. expediente p/construcción	1,0
Ingreso expediente en SEC	1,5
Total hrs.	3,5

Proyecto	Cant.
	1

Ingeniero Civil	
N° hrs.	3,5

Dibujante Proyectista	
N° hrs.	4,0

Secretaria/Dibujante	
N° hrs.	3,5



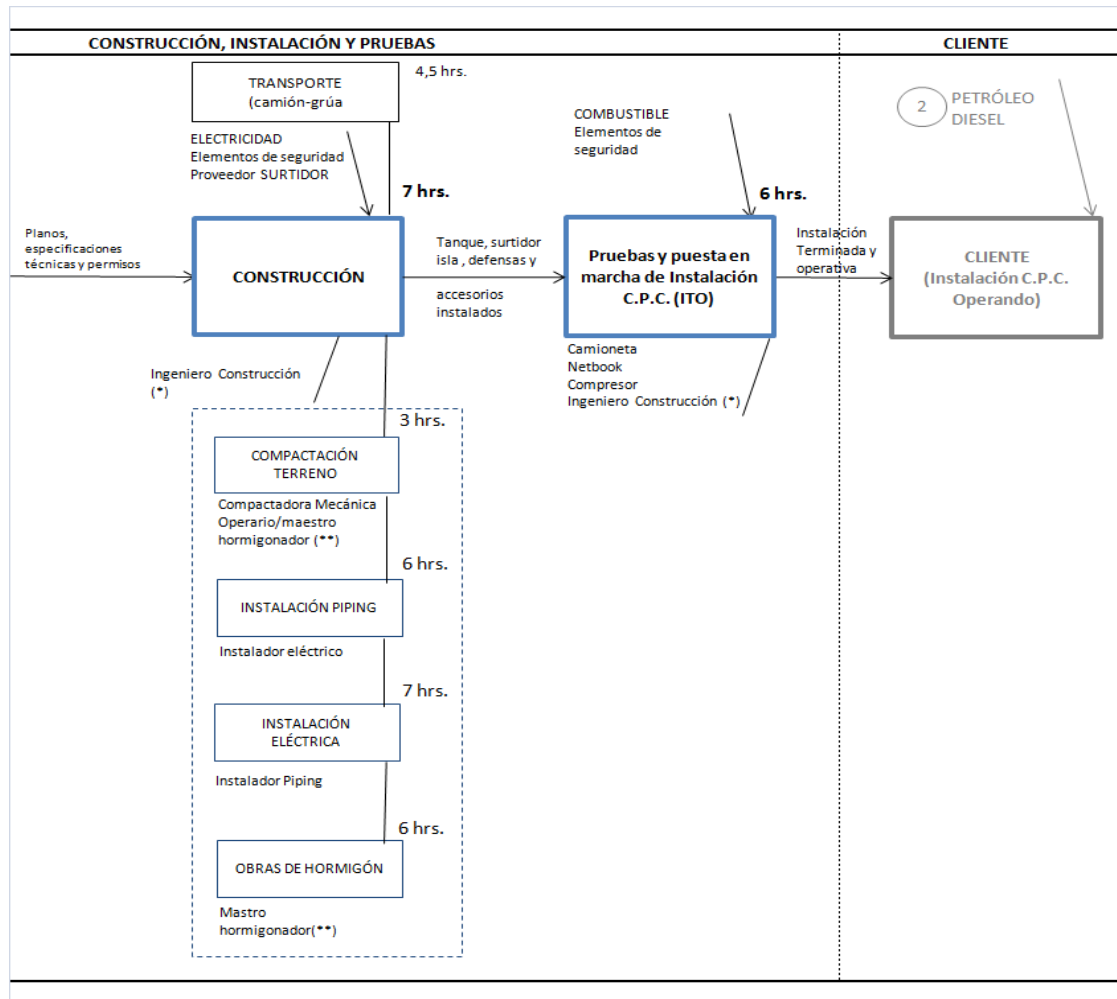
Tiempo por proyecto	Ingeniería/Proyectos
N° horas x proyecto	4
días x proyecto	0,44

Total hrs	
Prof./Técnicos	11,0

Figura N° 22: Balance Ventas/Depto. Técnico

4.9.2 Balance Construcción, Instalación y Pruebas

Figura N° 23: Balance Construcción, Instalación y Pruebas



5. El Mercado mundial de los Combustibles

5.1 Demanda y Oferta de Petróleo (crudo)

En 2011, la demanda mundial por petróleo creció 1,0 millón de barriles por día MMbpd con respecto a 2010, totalizando 88,1 MMbpd, mientras que la oferta aumentó 0,5 MMbpd, a 87,6 MMbpd. El déficit de 500.000 bpd fue abastecido mediante desacumulación de inventarios. La demanda mundial creció siguiendo la expansión de la actividad económica mundial durante 2011, la que se estima en 2,9%, de acuerdo al Departamento de Energía de los Estados Unidos. El crecimiento de la demanda se concentró en las economías emergentes, con un aumento de 1,4 MMbpd, mientras que el consumo de la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo (OECD), que agrupa a los países más desarrollados, disminuyó en 400.000 bpd.

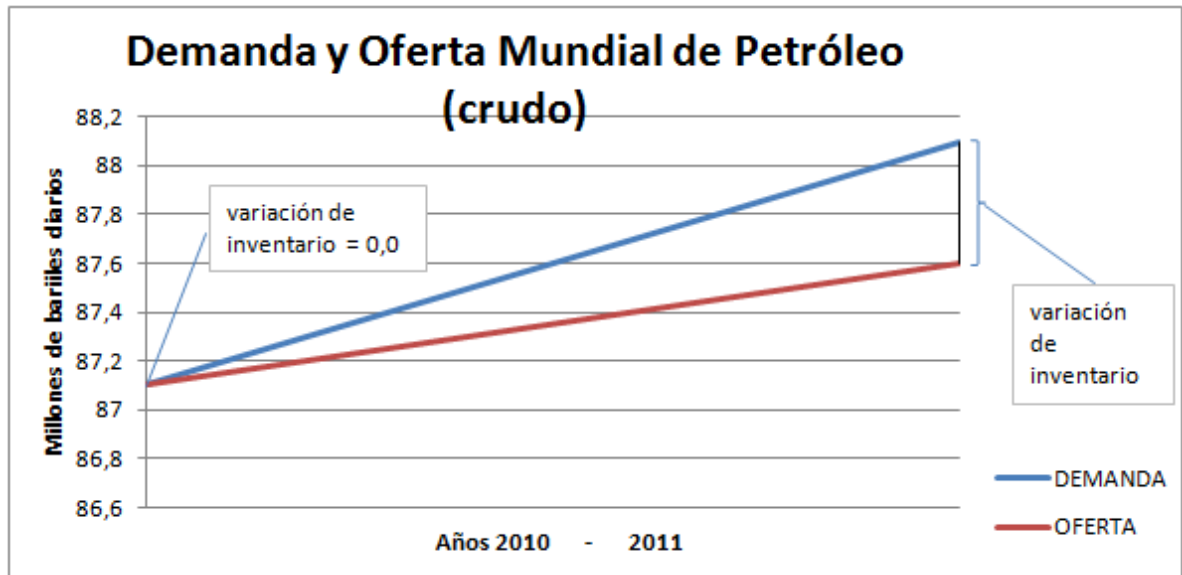
En cuanto a la oferta de petróleo, el suministro total de la OPEP (de petróleo crudo más gas natural condensados y líquidos) subió en 500.000 bpd. La oferta No-OPEP no experimentó crecimiento.

Tabla N° 2: Mercado mundial de petróleo 2010–2011

(Cifras en millones de barriles diarios)	2010	2011	Variación
DEMANDA	87,1	88,1	1,0
OECD	46,1	45,7	-0,4
No-OECD	41,0	42,4	1,4
OFERTA	87,1	87,6	0,5
Ex-UniónSoviética	13,2	13,4	0,2
Resto No-OPEP	38,6	38,4	-0,2
LGN y condensados OPEP	5,5	5,9	0,4
Crudo OPEP	29,8	29,9	0,1
Variación de inventarios	0,0	-0,5	

Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook January 2011"

Gráfico N° 2: Demanda y Oferta Mundial



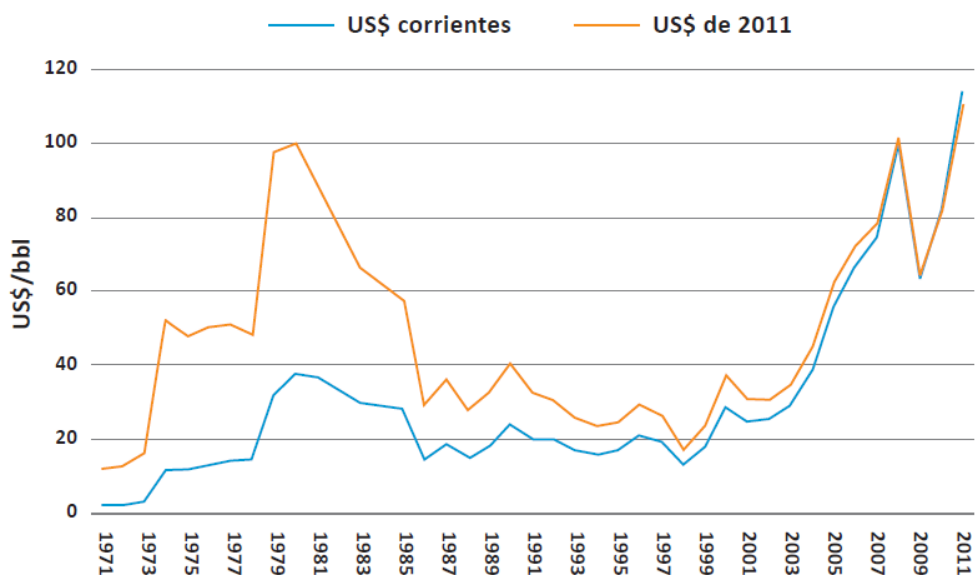
Fuente: Elaboración propia en base a antecedentes de Enap



5.2 Precio del petróleo crudo

Durante 2011, el precio del petróleo crudo, marcador mundial Brent promedió 110,9 US\$/bbl en la Bolsa Intercontinental de Londres (ICE), con un aumento de 38,1% respecto al nivel de 2010 (80,3 US\$/bbl). También, en 2011, el precio del petróleo alcanzó su máximo histórico, tanto en términos de dólares corrientes como en dólares con poder adquisitivo constante de 2010, superando los niveles registrados en 2008. El precio del Brent, expresado en dólares de 2010, llegó a 107,5 US\$/bbl en 2011, superando los 98,5 US\$/bbl registrados en 2008.

Gráfico N° 3: Precio del petróleo 1971-2011(1971-1983 Árabe Liviano, 1984-1999 Brent Dtd 2000-2011, Brent ICE)



Fuente: Memoria anual 2011-Enap

En 2011, el crudo marcador del Mar del Norte, Brent, recuperó la preeminencia como referente único para el precio del petróleo en el mercado mundial, debido a una situación de sobreoferta estructural en el Medio Oeste estadounidense, que mantuvo el precio del marcador West Texas Intermediate (WTI) en una situación de descuento con respecto al Brent, en vez del leve premio histórico a favor del crudo estadounidense.

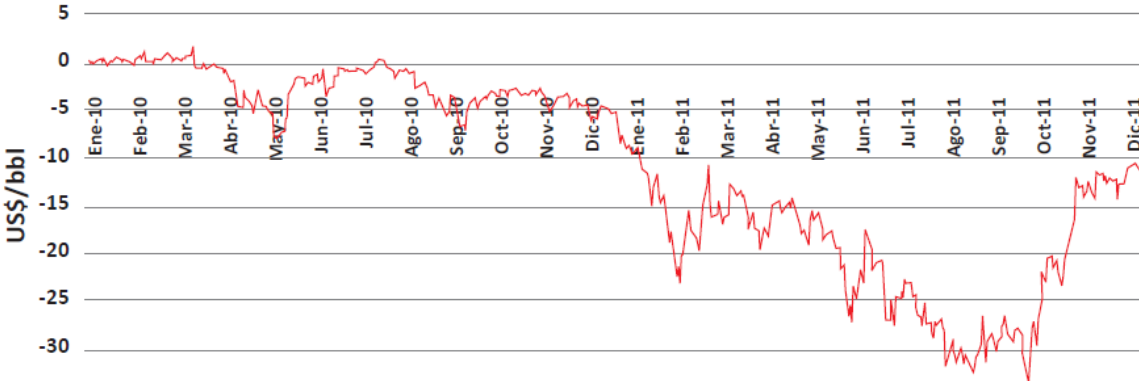
El crudo WTI se produce en Texas, se acopia en un gran centro de almacenamiento en Cushing (Oklahoma) y se comercializa en el Medio Oeste de los Estados Unidos, principalmente a los estados de Illinois y Kansas. Históricamente, la producción local y las importaciones desde el Canadá no eran suficientes para satisfacer la demanda de las refinerías de esa región, por lo que el faltante se surtía desde el mercado internacional, transportándose mediante oleoductos desde puertos petroleros en la costa estadounidense del Golfo de México. Consecuentemente, el precio del WTI comandaba un premio con respecto al Brent y otros crudos de similar calidad, justamente para inducir el flujo de petróleo desde el mercado internacional al Medio Oeste estadounidense.

En los últimos dos años, se registraron importantes aumentos en la producción no convencional de petróleo en el Medio Oeste, el llamado petróleo de esquisto (“shale oil”), comercializado casi en su totalidad en la zona de Cushing, lo que ya venía generado un debilitamiento gradual del premio del WTI, debido a la mayor oferta en la zona.

Pero a comienzos de 2011, hubo otro aumento en la oferta de petróleo crudo en el Medio Oeste, al entrar en servicios nuevos oleoductos que aumentaron sustancialmente las entregas de crudo canadiense a Cushing, compitiendo directamente con el WTI. Todo esto condujo a una depreciación de éste, al producirse una sobreoferta y al no contarse con infraestructura suficiente para llevar el exceso de crudo desde el Medio Oeste al gran centro de refinación de la costa estadounidense del Golfo de México. Como resultado, el precio del WTI quedó así desalineado con los precios de los crudos del mercado internacional, los que se transportan, en general, por vía marítima y que no están sujetos a las restricciones logísticas que aquejan a aquél.

El WTI, que históricamente se transaba con un leve premio con respecto al crudo Brent, pasó a ser transado con un descuento con respecto a éste, descuento que superó los 26 US\$/bbl en algunos días del año. En promedio, durante 2011, el precio del WTI fue inferior en 15,8 US\$/bbl al precio del crudo Brent.

Gráfico N° 4: WTI (Nymex) menos Brent (ICE) 2010-2011



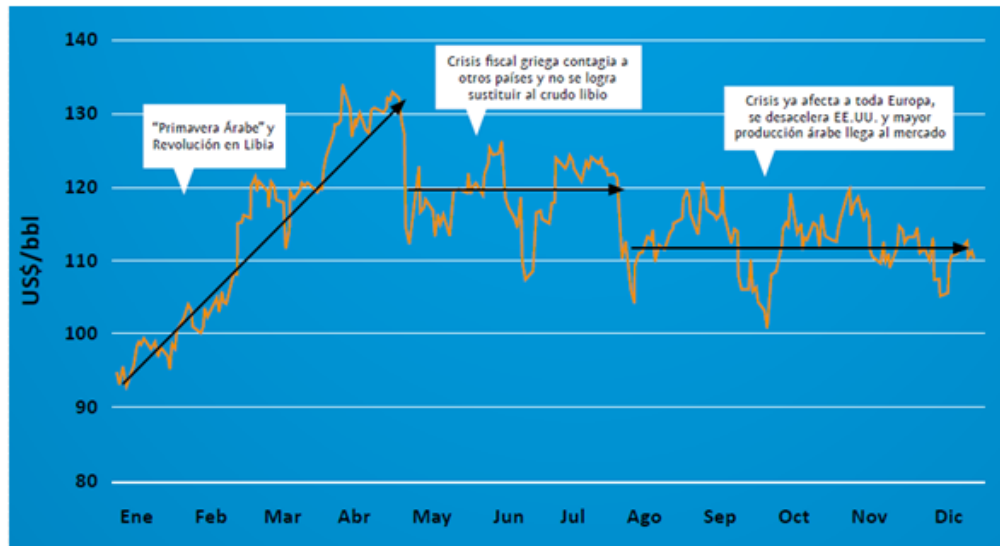
Fuente: Memoria anual 2011-Enap

Así, aunque el precio del crudo WTI subió junto con el resto del mercado del petróleo, su alza fue mucho menor que la de los crudos en el mercado internacional, subió 19,5%, de 79,6 US\$/bbl en 2010 a 95,1 US\$/bbl en 2011

Aunque la comparación interanual muestra un gran aumento de los precios del petróleo, a lo largo de 2011 pueden distinguirse tres subperíodos muy marcados:

- (i) El cuatrimestre enero-abril, en que predominó una tendencia alcista muy pronunciada, que llevó el precio del Brent de 94,8 a 125,9 US\$/bbl (el mayor valor del año, registrado el 29 de abril), con un promedio de 109,7 US\$/bbl. El alza reflejó una vigorosa recuperación económica en los Estados Unidos y un alto crecimiento de la economía emergentes del Asia, por el lado de la demanda, y la insuficiencia de oferta producida por la guerra civil en Libia;
- (ii) El trimestre mayo-julio, en que el precio cayó bruscamente, del máximo registrado en abril, a un nivel promedio de 115,3 US\$/bbl, debido a la desaceleración de la economía de los Estados Unidos y el agravamiento de la crisis fiscal de Grecia, que produjo un estancamiento en Europa, mientras que al mismo tiempo la falta de crudo libio no alcanzaba a ser compensada por mayor producción de otras fuentes; y
- (iii) El período agosto-diciembre, en que el precio cayó, estabilizándose en torno a una media de 109,4 US\$/ bbl, aunque con algunas grandes fluctuaciones puntuales, a medida que la crisis financiera europea seguía sin solución y la economía estadounidense mostraba índices francamente recesivos, reduciendo la demanda; además, la mayor producción de crudo árabe comenzó a llegar a los mercados atenuando la falta de crudo libio.

Gráfico N° 5: Precio Brent 2011



Fuente: Memoria anual 2011-Enap

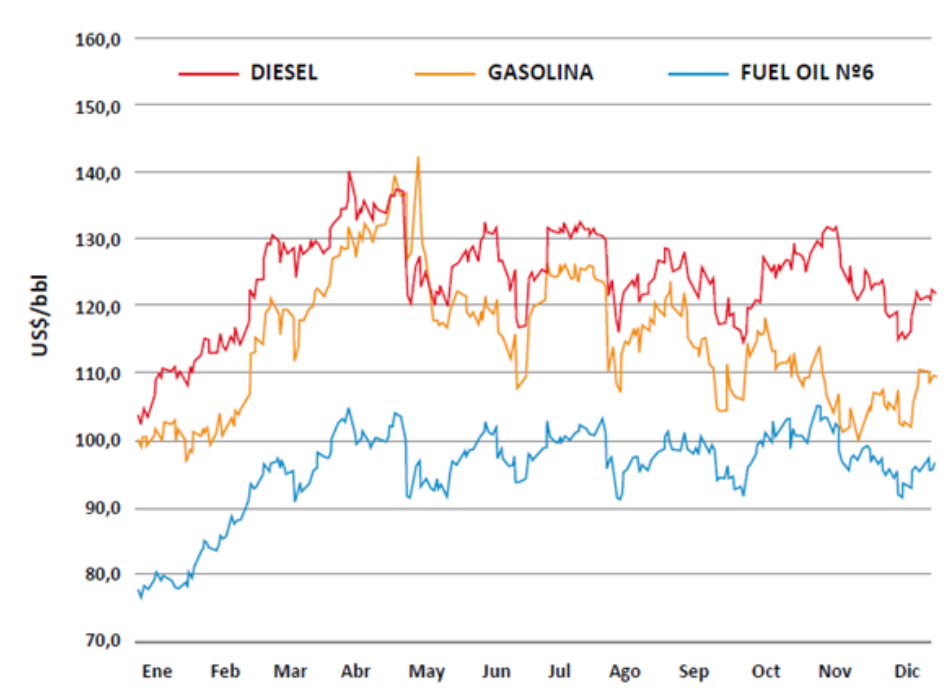
5.3 Productos derivados del petróleo

Los precios de los combustibles refinados del petróleo, en el mercado internacional de la Costa del Golfo en los Estados Unidos, subieron entre 2010 y 2011, siguiendo, en general, la tendencia del precio del crudo Brent. Aunque los aumentos fueron porcentualmente menores, en el caso de la gasolina, el precio subió 33,6%, de 86,2 a 115,2 US\$/bbl; el precio del diesel subió 37,6%, de 90,7 a 124,8 US\$/bbl; y en el caso del fuel oil N° 6, la variación del precio fue de 37,2%, de 69,8 a 95,8 US\$/bbl (ver Gráfico N° 6).

5.4 Mercado Nacional de los Combustibles

El consumo nacional de productos refinados del petróleo en Chile alcanzó los 18,34 millones de metros cúbicos en 2011, cifra equivalente a 316.000 barriles/día (1 barril= 42 galones= 158,97 lts). Este consumo fue 3,4% superior en relación al año anterior (2010). Este aumento se explica principalmente por la expansión de la actividad económica (se estimó un crecimiento de 6,3% en 2011), lo que contrarrestó el impacto negativo de precios más altos de los distintos productos.

Gráfico N° 6: Precios de los combustibles en el mercado Costa del Golfo de EEUU



Fuente: Memoria anual 2011-Enap

Analizando la variación del consumo por producto, en relación a 2010, se aprecia, tanto un aumento del consumo de gasolina como un aumento en los consumos de los demás productos, aunque con diferencias importantes en las tasas de crecimiento. En 2011, el consumo total de diesel subió 1,5%, a 8,94 millones de metros cúbicos (154.000 bpd), manteniéndose como el producto con mayor consumo individual en Chile. El precio real del diesel al consumidor final aumentó 16% en 2011, lo que explica, en parte, que la demanda por este combustible creciera mucho menos que el PIB. El consumo nacional de gasolina vehicular fue el segundo mayor, con 3,67 millones de metros cúbicos (63.200 bpd), subiendo 2,2% en relación al nivel de 2010. El aumento de 12% del precio real de la gasolina al consumidor final tuvo un impacto negativo en la demanda, aunque pesó menos que el efecto positivo del crecimiento económico.

El Gas Licuado de Petróleo (GLP), se constituyó en el tercero más importante de los productos en cuanto a consumo, con 2,09 millones de metros cúbicos (36.000 bpd),

registrando un crecimiento de 1,8% con respecto al año previo. También, en este caso el mayor consumo se explica por el aumento del PIB, ya que el precio real al usuario final aumentó 11%. El consumo de fuel oil en 2011 creció 7,9%, alcanzando los 1,86 millones de metros cúbicos (32.100 bpd). La mayor actividad económica interna hizo crecer el consumo de fuel oil en usos industriales en 11,2%; y el consumo como combustible marino, en 4,2%. El consumo total de kerosene subió 5,1% en 2011, a 1,19 millones de metros cúbicos (20.500 bpd). El aumento se concentró en kerosene de aviación, que creció en 7,4%, mientras que el consumo de kerosene doméstico disminuyó en 7,6%.

Tabla N° 3: Consumo nacional de combustibles 2010-2011

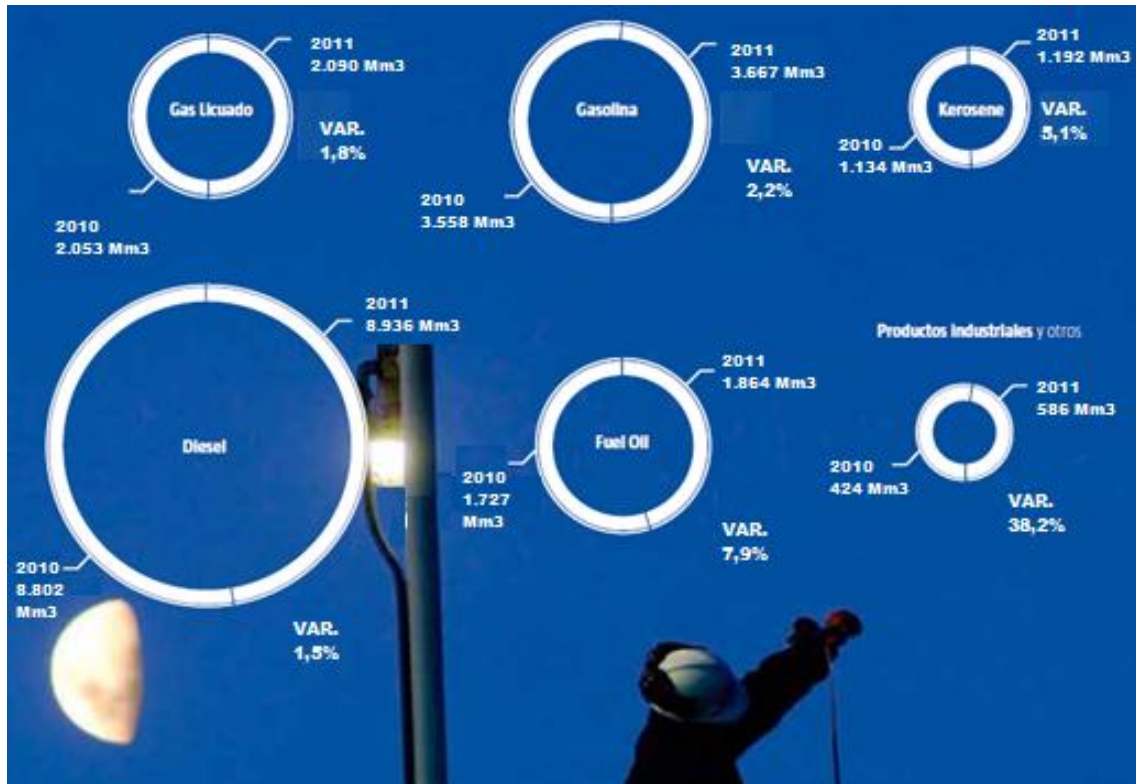
	2011	2010	VARIACIÓN
	Mm ³	Mm ³	2011/2010
Gas licuado de petróleo	2.090	2.053	1,8%
Gasolina vehicular	3.667	3.588	2,2%
Kerosene	1.192	1.134	5,1%
Diesel	8.936	8.802	1,5%
Fuel Oil	1.864	1.727	7,9%
Productos industriales y otros	586	424	38,2%
TOTAL	18.335	17.728	3,4%

Fuente: Memoria anual 2011-Enap

5.5 Demanda Sectorial de Petróleo Diesel

Para estimar la demanda del petróleo diesel a nivel país, se considerará el sector del transporte y puntualmente el transporte caminero (de carga y pasajeros). Se debe destacar que la mayor demanda de combustibles derivados del petróleo (crudo) corresponde al petróleo diesel y a nivel sectorial corresponde a transportes.

Gráfico N° 7: Consumo nacional de combustible 2010-2011



Fuente: Memoria anual 2011-Enap

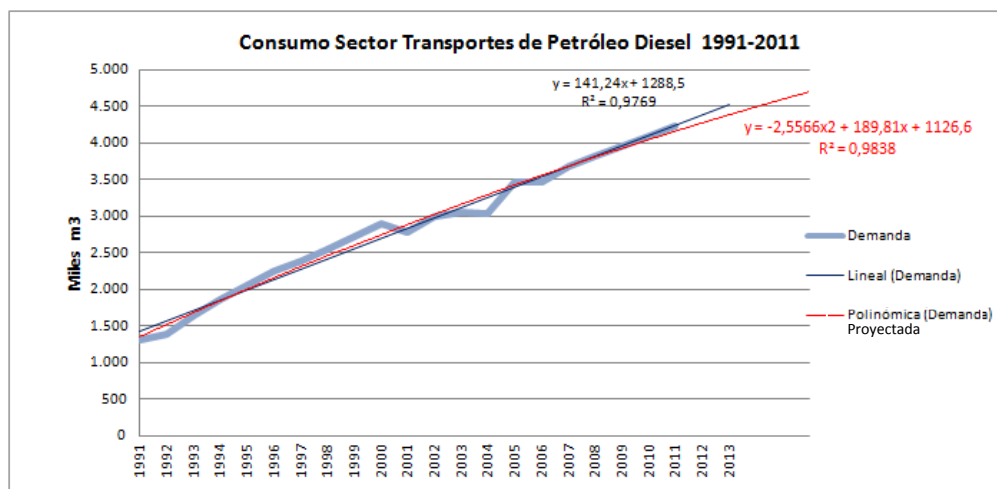
Para la calcular la demanda sectorial de transportes, se recopiló información desde el año 1991 al año 2011 en la Comisión Nacional de Energía, que es la mostrada en la tabla N°4.

Tabla N° 4: Demanda Sector Transportes de Petróleo Diesel

Demanda Sector Transportes de Petróleo Diesel 1991-2011 (Miles de m3)																					
Año	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Transp.:																					
Caminero	1.304	1.395	1.639	1.860	2.062	2.254	2.380	2.535	2.728	2.887	2.777	2.996	3.063	3.040	3.456	3.457	3.689	3.823	3.957	4.091	4.225
Ferrovionario	21	22	19	16	14	17	15	17	22	21	20	22	22	21	20	22	23	24	26	27	29
Marítimo	444	395	383	398	399	492	504	473	385	332	354	360	321	401	405	381	394	395	396	397	403
Aéreo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30	1	1	1	1	1	2
Total	1.769	1.812	2.041	2.274	2.475	2.763	2.899	3.025	3.135	3.240	3.151	3.378	3.406	3.461	3.911	3.861	4.107	4.243	4.380	4.516	4.659

Fuente: Elaboración propia en base a antecedentes extraídos de CNE

Gráfico N° 8: Consumo Sector Transporte de Petróleo Diesel



Fuente: Elaboración propia en base a antecedentes de CNE

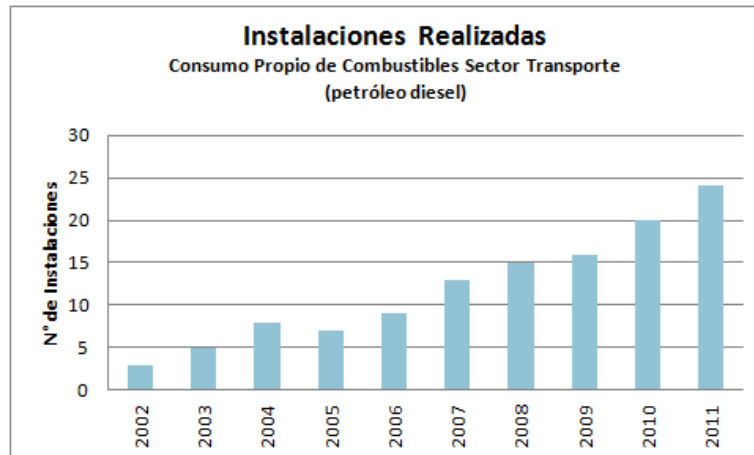
5.6 Determinación de la demanda sin proyecto para CPC industria del transporte.

De acuerdo a registro existente en la compañía Shell, desde el año 2002 hasta el año 2011, la cantidad de Instalaciones para Consumo Propio realizadas para el sector transporte (petróleo diesel) son en promedio 12 instalaciones anuales. Esta es una cantidad muy por debajo de la demanda del mercado para la compañía (ver gráfico N°9). A pesar de recibir solicitudes de un promedio de 15 Instalaciones mensuales, del sector transporte, durante los dos últimos años (2010-2011), la compañía sólo ha realizado 24 Instalaciones anuales. Los motivos que registran son:

- Altos tiempos y costos de instalación en relación al consumo de combustible por el cliente
- Reducida duración de los contratos, la mayoría de los clientes desestiman la instalación por el largo tiempo de contrato impuesto.
- Otros motivos relacionados con la configuración interna del personal del departamento de ingeniería de la compañía (enfoque del personal a metas establecidas para Retail – estaciones de servicio).

Es importante destacar, que algunas de las instalaciones se han realizado debido al contrato adicional de suministro de lubricantes, logrando incrementar las ganancias por este concepto.

Gráfico N° 9: Instalaciones CPC Realizadas 2002-2011



Fuente: Elaboración propia en base a antecedentes de Shell

5.7 Determinación de la demanda con proyecto para Instalaciones CPC industria del transporte

Se estimará la demanda utilizando la información de los dos últimos años de la compañía (15 instalaciones mensuales) y con un mejor nivel de servicios ofrecido en el proyecto :

- Respuesta rápida, se reduce el tiempo para construir las instalaciones, junto con reducir los costos asociados de construcción/instalación.
- Cambio en el tipo de instalación, es la recuperación total de todos los elementos de ésta para su reutilización en otros puntos y

Con lo cual se reducen los costos, se disminuyen los tiempos de contrato con el cliente, se adecuan mejor a sus requerimientos, ya que en gran medida por esta razón las empresas desisten de los contratos de instalaciones para suministro de petróleo diesel. La cantidad estimada de Instalaciones CPC acumuladas a 5 años es de 540 (cálculo realizado de acuerdo a punto 4.3)

6. Modelos de Simulación de Producción, Costo y Financiero

6.1 Descripción de Instalación para Consumo Propio

La instalación se realizará de acuerdo a las normas de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), estableciendo seguridad efectiva mediante el adecuado diseño, construcción, operación, inspección y mantención de las instalaciones y equipos. Estas labores que deberán realizarse de acuerdo a las prácticas reconocidas de ingeniería y conforme a las normas técnicas nacionales y también a las normas, códigos, especificaciones y recomendaciones técnicas de Shell (normas British Standard -BS-), aceptadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, elementos de seguridad destinados a prevenir accidentes.

6.2 Clasificación del Petróleo diesel

De acuerdo a definición de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, el petróleo diesel se clasifica de acuerdo a su punto de inflamación como Clase II, con punto de inflamación igual o superior a 37,8 °C y menor que 60 °C

$$37,8 \text{ °C (100 °F)} \leq P_{\text{inf}} \leq 60 \text{ °C (140 °F)}$$

Valor por litro en Instalación CPC

Valor litro P.Diesel venta CPC en USD	0,73
Litros vendidos x instalación mensual (nominal)	60.000
Venta mensual por Instalación en MUSD	56,83

6.3 Venta de Petróleo diesel anual

En el capítulo 4.3 se estimó la cantidad de Instalaciones CPC mensuales a construir, primero de forma determinística (antecedentes históricos) y posteriormente de forma estocástica (probabilística). Se estimó como venta mensual de 57.790 lt de combustible por cada Instalación CPC (ver anexo 2).

- Venta estimada de petróleo diesel por Instalación (litros mensuales): $\alpha = 57.790$ lt
- Entrada variable de Instalaciones CPC mensuales:

$X_1 \dots X_{12} \longrightarrow X_1$: N° Instalaciones enero ... X_{12} : N° Instalaciones diciembre (1° año)

$Y_1 \dots Y_{12} \longrightarrow Y_1$: N° Instalaciones enero ... Y_{12} : N° Instalaciones diciembre (2° año)

$Z_1 \dots Z_{12} \longrightarrow Z_1$: N° Instalaciones enero ... Z_{12} : N° Instalaciones diciembre (3° año)

$$\text{Venta año1} = \alpha \cdot \sum_{i=1}^{12} X_i$$

$$\text{Venta año2} = \alpha \cdot \sum_{i=1}^{12} (X_i + Y_i)$$

$$\text{Venta año3} = \alpha \cdot \sum_{i=1}^{12} (X_i + Y_i + Z_i)$$

6.4 Centros de Costos

Se identifican 4 áreas de trabajo como centro de costos (facilities agrupados según actividad).

6.4.1 Centro de Costo: Departamento Técnico

Costos variables – Costos directos: Los costos variables de este centro son poco importante, están relacionados con la electricidad, tonner para impresora y tinta para plotter; utilizados para la operación interna del departamento en relación a la iluminación, uso de computadores, plotter e impresora.

Costos fijos – Costos indirectos: Los costos asociados a este centro son los sueldos de los profesionales que trabajan en este Departamento (un Ingeniero Civil Industrial, un Dibujante Proyectista y una Secretaria-Dibujante). Es importante destacar que el proyecto eléctrico, instalación del tanque/contenedor y especificaciones técnicas serán tipológicas, consiguiendo con esto mayor rapidez en la entrega de los expedientes para instalación y reducción de los costos asociados.

Costos de inversiones: En estos costos están considerados el Laptop para utilización por el Ingeniero Civil Industrial y medidor laser para utilización por el Dibujante Proyectista. Se reducirán los costos por licencias de software, mediante la utilización de programas que utilicen como base Linux (licencias libres), tales como los homólogos de Office de MicroSoft y Autocad de Autodesk.

6.4.2 Centro de Costo: Construcción, Instalación y Pruebas

Costos variables – Costos directos: En los costos directos están considerados los materiales utilizados para la construcción de isla (hormigón), defensas de isla (hormigón/perfil estructural), elementos de seguridad (avisos e información de operación), cañerías, elementos de tablero eléctrico (cañerías y cables), Servicio de monitoreo remoto del nivel de combustible en tanque, traslado de maestranza de tanque + pretil al punto de la Instalación por empresa externa.

Costos fijos – Costos indirectos: Los costos asociados a este centro están relacionados con los sueldos de los técnicos y profesional que trabajan en este Departamento. Esto para la construcción de los proyectos y control/pruebas de la Instalación:

- Un Capataz que también tendrá la misión de instalación de las cañerías,
- Un instalador eléctrico y un maestro hormigonador/compactador,
- Un Ingeniero en Construcción encargado de la construcción, certificación de las pruebas de hermeticidad que se realicen in situ, inspección general y la entrega de la Instalación operativa al cliente.

Para las comunicaciones se contarán con dos planes de celular (Ingeniero y Capataz). También, se considera la depreciación del tanque móvil con contenedor de derrames, surtidor industrial, sensor de monitoreo remoto, máquina fotográfica y dos netbook.

Costos de inversiones: En estos costos se consideran: Tanque Móvil con pretil para contención de derrames, surtidor industrial, sensor de monitoreo remoto de nivel de combustible en tanque. La adquisición del extintor para amago de incendios, tambor y baldes con arena, barreras de protección descarga (vallas), tablero eléctrico, disyuntores y sellos serán responsabilidad del tenedor del punto de Consumo Propio, como así también el manejo y seguridad de la Instalación.

6.4.3 Centro de Costo: Centro de Llamados

Costos variables – Costos directos: Los costos asociados a este centro, están relacionados con la electricidad y tonner para impresora; utilizados para la operación interna del Centro de Llamados en relación a la iluminación, uso de computadores e impresora.

Costos fijos – Costos indirectos: Los costos asociados a este centro, están relacionados con los sueldos del personal que trabaja en el Centro de Llamados: un agente1 supervisor, un agente 2 y agente 3. Estos agentes ingresarán al Centro de llamados dependiendo de la cantidad de Instalaciones CPC en funcionamiento.

Costos de inversión: No existen costos de inversión debido que la compañía en Planta Maipú cuenta con una Central telefónica con todo el equipamiento para este fin, así como también de cintillos/teléfonos, computadores, escritorios, sillas y muebles para archivo.

6.4.4 Centro de Costo: Mantenimiento

Costos variables – Costos directos: Los costos asociados a este centro, están relacionados con la electricidad y tonner para impresora; utilizados para la operación interna de la unidad de mantenimiento en relación a la iluminación, uso de computadores e impresora.

Costos fijos – Costos indirectos: Los costos asociados a este centro, están relacionados con los sueldos del personal que trabaja en mantenimiento: mecánico1 supervisor, mecánico 2, mecánico 3 y mecánico 4. Estos mecánicos ingresarán a mantenimiento dependiendo de la cantidad de Instalaciones CPC en funcionamiento.

Costos de inversiones: No existen costos de inversión debido a que la compañía en Planta Maipú cuenta con computadores, escritorios, sillas y herramientas para realizar mantenimiento preventivo y también con surtidores reacondicionados para reemplazo.

6.5 Matriz de Costos del Negocio

Figura N° 24: Centros de Costos: Dpto. Técnico–Construcción, Instalación y pruebas

Centro de Costo : DEPARTAMENTO TÉCNICO								
Centro de Costo : DEPARTAMENTO TÉCNICO			Centro de Costo : CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y PRUEBAS					
Facility : DEPARTAMENTO TÉCNICO			Facility : CONSTRUCCIÓN/INSTALACIÓN Y MONTAJE			Facility : PRUEBAS Y CONTROL (Puesta en marcha)		
	Costos Directos	Costos Indirectos		Costos Directos	Costos Indirectos		Costos Directos	Costos Indirectos
COSTOS VARIABLES	<ul style="list-style-type: none"> •Electricidad •Tinta/Tonner 		COSTOS VARIABLES	<ul style="list-style-type: none"> •Isla hormigón 2 x 1m •2 defensas isla •Elementos de seguridad •Tablero eléctrico, sellos •Piping •Servicio monitoreo remoto •Puesta In Situ Tanque/pret. 		COSTOS VARIABLES		
COSTOS FIJOS		<ul style="list-style-type: none"> •Ingeniero Civil Industrial •Dibujante Proyectista •Secretaria/Dibujante •Plan Celular •Depreciación equipos de oficina 	COSTOS FIJOS		<ul style="list-style-type: none"> •Capataz/Instalador piping •Instalador eléctrico •Maestro hormigonador/compact. •Ingeniero Construcción •2 Plan celular •Netbook •Depreciación tanque móvil con contenedor derrames + surtidor 	COSTOS FIJOS		<ul style="list-style-type: none"> •Depreciación máquina fotográfica + netbook
COSTOS INVERSIÓN	<ul style="list-style-type: none"> •Laptop •Medidor laser 		COSTOS INVERSIÓN	<ul style="list-style-type: none"> •Tanque móvil (c/contenedor) •Surtidor industrial •Sensor monitoreo remoto •Netbook 		COSTOS INVERSIÓN	<ul style="list-style-type: none"> •Máquina fotográfica •Netbook 	

Figura N° 25: Matriz de Costos: Centro de Llamados - Mantenimiento

Centro de Costo : CENTRO DE LLAMADOS			Centro de Costo : MANTENIMIENTO		
Facility : CENTRO DE LLAMADOS			Facility.: MANTENIMIENTO		
	Costos Directos	Costos Indirectos		Costos Directos	Costos Indirectos
COSTOS VARIABLES	Electricidad Tinta/Tonner		COSTOS VARIABLES	Electricidad Tinta/Tonner	
COSTOS FIJOS		Agente 1 Supervisor Agente 2 Agente 3 6 línea telefónica Voip	COSTOS FIJOS		**Ingeniero Construcción Mecánico 1 Super. + mant. Autom. Mecánico 2 + manten. automóvil Mecánico 3 + manten. Automóvil Mecánico 4 + manten. Automóvil
COSTOS INVERSIÓN			COSTOS INVERSIÓN		

6.6 Depreciación

Depreciación es la pérdida de valor de los activos físicos, a medida que se usan, debido a deterioro u obsolescencia; es un reconocimiento racional y sistemático del costo de los bienes, distribuido durante su vida útil estimada, con el fin de obtener los recursos necesarios para la reposición de los bienes, de manera que se conserve la capacidad operativa o productiva de la unidad de negocio. La depreciación se realizó en base a cálculo lineal anual y para ello se utilizó la tabla publicada por el Servicio de Impuestos Internos que define la vida útil de los activos.

Tabla N° 5: Depreciación lineal Centro de Costos: Departamento Técnico

COSTOS DE INVERSIÓN DEPTO. TÉCNICO	VALOR EN MUSD	VIDA ÚTIL NORMAL (AÑOS)	DEPRECIACIÓN ANUAL MUSD
Laptop	\$ 0,563	6	\$ 0,094
Medidor laser	\$ 0,042	6	\$ 0,007

Tabla N° 6: Depreciación lineal Centro de Costos: Construcción, Instalación y Pruebas

COSTOS DE INVERSIÓN CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y PRUEBAS	VALOR EN MUSD	VIDA ÚTIL NORMAL (AÑOS)	DEPRECIACIÓN ANUAL MUSD
Tanque móvil (c/contenedor) 25 m3	\$ 19,792	10	\$ 1,979
Surtidor industrial	\$ 2,917	10	\$ 0,292
Sensor Monitoreo electrónico	\$ 0,600	6	\$ 0,100
Netbook	\$ 0,313	6	\$ 0,052
Máquina fotográfica	\$ 0,083	6	\$ 0,014
Netbook	\$ 0,313	6	\$ 0,052

6.7 Estructura de Costos

6.7.1 Departamento Técnico

Costos Fijos

El Departamento Técnico está constituido por Un Ingeniero Civil Industrial, un Dibujante Proyectista y una Secretaria Dibujante. Los costos asociados a este centro de costos son los siguientes (para más detalles, ver anexo 3):

RESUMEN COSTOS FIJOS

En \$ Chile			EN MUSD	
	Mensual	Anual	Anual	
Total	\$ 2.324.028	\$ 27.888.333	\$ 58,101	

Costos Variables

Se estimó para los costos variables una Instalación CPC y luego una cantidad de 15 Instalaciones de acuerdo a simulación de Instalaciones CPC en punto 4.3

RESUMEN COSTOS VARIABLES

En \$ Chile				EN MUSD	
	Cantidad	Costo unitario	Mensual	Anual	Anual
Total	15	\$ 8.667	\$ 130.000	\$ 1.560.000	\$ 3,25

Costos de Inversión

Las Inversiones requeridas para esta unidad es de MUSD 0,6

6.7.2 Costos Construcción, Instalación y Pruebas

El Centro de Costos Construcción, Instalación y Pruebas está constituido por un Ingeniero en Construcción, un capataz/instalador de piping, un instalador eléctrico y un maestro hormigonador. El control de las pruebas de presión e inspección de la Instalación estará a cargo del Ingeniero.

Costos Fijos

Los costos fijos asociados a este centro de costos son los siguientes (para más detalles, ver anexo 3):

RESUMEN COSTOS FIJOS

En \$ Chile			EN MUSD
	Mensual	Anual	Anual
Total	\$ 2.189.556	\$ 26.274.667	\$ 54,739

Costos Variables

Estos costos están considerados para cada Instalación CPC que se realice

RESUMEN COSTOS VARIABLES POR INSTALACIÓN

En \$ Chile			EN MUSD
	Cantidad	Mensual	Anual
Total	1	\$ 288.000	\$ 3.456.000
			\$ 7,20

Costos de Inversión

Las Inversiones requerida para la unidad de Pruebas y Control es de MUSD 0,396 y para cada Instalación CPC es de MUSD 23,62 (para cantidad anual de Instalaciones CPC se estima de acuerdo a simulación en punto 4.3).

7. Modelos de Simulación del Servicio y sus Costos.

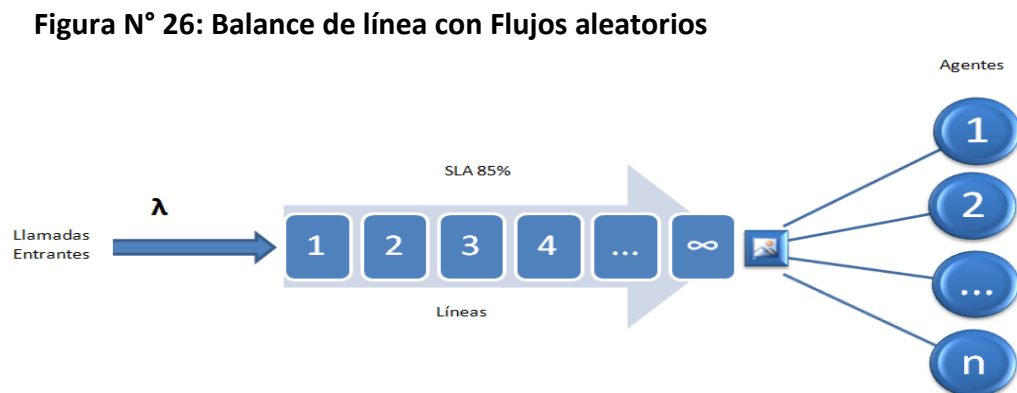
7.1 Simulación Costos Centro de Llamadas

La simulación de las llamadas recibidas por agentes en una central o Call Center, se realiza utilizando la fórmula de Erlang C, que se basa en la teoría de colas. El matemático Danés Agner Krarup Erlang, un experto en sistemas de telefonía, ideó la fórmula estándar que se utiliza para calcular el número máximo de llamadas por hora que puede ser manejado por un número determinado de agentes (repcionistas/call-controladores). Esto, dado una longitud media de las llamadas y el nivel de servicio que se desea, para la cual se tiene un número finito de fuentes de entrada que serán atendidas o bloqueadas.

La formula de Erlang C, supone que las llamadas que no pueden ser atendidas de forma inmediata se almacenan en una cola esperando hasta tener un agente disponible (los clientes serán retardados en el servicio). De esta forma las llamadas se distribuyen automáticamente a los agentes disponibles, para lo cual utilizan campos de espera cuando todos los agentes están ocupados, así pues cuando el agente está libre la llamada del cliente podrá transferirse.

7.1.1 Determinación del número de Agentes

La determinación de la cantidad de “Agentes” para la atención telefónica se hace tomando en cuenta las variables de la figura N°26



- Llamadas por hora entrantes (λ): Medidas en la hora de mayor demanda.
- Nivel de Servicio – Service Level Agreement (SLA): Es el porcentaje de llamadas que son atendidas en un tiempo definido (μ)
- Tiempo de Servicio (μ): Tiempo máximo de espera en que será un determinado porcentaje de llamadas atendidas.
- Cantidad de agentes (N): Cantidad de agentes calculados por medio de la función

ERLANG C

Esta fórmula considera las variables anteriormente descritas para estimar la cantidad de agentes requeridos de acuerdo a la demanda de llamadas en un intervalo de tiempo dado. La fórmula ERLANG C aplica una distribución Poisson al número de llamadas entrantes, para poder calcular el número óptimo de agentes y cumplir con el nivel de servicio (SLA) y el tiempo máximo de espera por parte del cliente para ser atendido (μ).

$$C(k, r) = 1 - \left(\sum_{m=0}^{k-1} \frac{r^m}{m!} \right) / \left(\sum_{m=0}^{k-1} \frac{r^m}{m!} + \frac{r^k}{k!} \frac{1}{1 - r/k} \right)$$

Donde:

$$r = \lambda / \mu = \rho$$

k=N (número de Agentes)

La formula se calcula en función de la acumulativa de la distribución de Poisson como:

Es un proceso de Nacimiento y muerte, con $\lambda_n = \lambda$ y

Solución:

$$\mu_n = \begin{cases} n\mu & n < k \\ k\mu & n \geq k \end{cases}$$

$$p_n = \begin{cases} \frac{r^n}{n!} p_0 & n < k \\ \frac{r^n}{k! k^{n-k}} p_0 & n \geq k \end{cases}$$

Donde $r = \lambda / \mu$ (Erlangs).

En estado normal, probabilidad de esperar:

$$\begin{aligned}
 C(k, r) &= 1 - \left(\sum_{m=0}^{k-1} \frac{r^m}{m!} \right) / \left(\sum_{m=0}^{k-1} \frac{r^m}{m!} + \frac{r^k}{k!} \frac{1}{1 - r/k} \right) \\
 &= \frac{\frac{r^k}{k!} \frac{1}{1 - r/k}}{\sum_{m=0}^{k-1} \frac{r^m}{m!} + \frac{r^k}{k!} \frac{1}{1 - r/k}} \\
 &= \frac{\frac{r^k e^{-r}}{k!}}{(1 - \rho) \sum_{m=0}^{k-1} \frac{r^m e^{-r}}{m!} + \frac{r^k e^{-r}}{k!}} \quad \text{Mult. por } (1 - \rho)e^{-r} \\
 &= \frac{F(k; r) - F(k - 1; r)}{F(k; r) - \rho F(k - 1; r)}
 \end{aligned}$$

Donde $\rho = r/k$ y $F(k, r)$ es la CDF (Cumulative Distribution Function) de una Poisson con media r , evaluada en k (condición: $r < k$).

7.1.2 Parámetros supuestos para cálculo con formula Erlang C

El tipo de entrada es Poisson (discreta), por lo tanto:

- Las fuentes son infinitas.
- El tiempo de espera será de 30 seg., tiempo aconsejado por expertos en el área de telecomunicaciones (sobre el 90% de las llamadas deberán ser contestadas en 30 seg.).
- Las llamadas de los clientes son independiente entre si.
- El impacto que pudiera tener un cliente en el servicio del sistema es muy pequeño.
- Las llamadas que no se puedan atender en el momento se dejarán en espera (los clientes no abandonan la llamada mientras esperan ser atendidos)
- El tiempo de espera es exponencial, esto significa que mientras más tiempo pase la probabilidad de recibir más llamadas aumenta.
- La fórmula no considera situaciones detonadas por algún evento o desastre natural (las solicitudes de los clientes son independientes de otros).

- El recurso en cuestión (agente) sólo puede ser utilizado por un cliente. Es decir, el recurso no puede ser compartido con otro cliente.

Cálculo con formula de Erlang C

Para el Centro de llamados para Instalaciones CPC relativas a la solicitud de combustible y/o mantenimiento de este tipo de Instalaciones se considerarán los siguientes parámetros. Fueron obtenidos de servicios anteriores en la compañía para Instalaciones industriales y retail, con el objetivo de estimar mediante la formula de Erlang C cuántos agentes son necesarios para el servicio.

7.1.3 Resultado dimensionamiento Centro de Llamados con Erlang C

Utilizando la formula de Erlang C y alimentado la matriz de información con antecedentes históricos (en negrita) se obtuvieron los siguientes valores

Tabla N° 7: Dimensionamiento Centro de Llamados

N° Clientes	N° llamados		N° Trunks (líneas)	SLA%	% en cola	Abandono	Utilización	ASA (seg)	Tiempo en cola (seg)
	en hora (prom)	N° Agentes							
	1	1	3	95%	5%	4%	5%	9	189
	2	1	3	90%	10%	9%	10%	20	200
35	3	1	3	85%	15%	13%	15%	32	212
46	4	2	4	98%	2%	1%	10%	2	100
58	5	2	4	97%	3%	2%	13%	3	103
71	6	2	4	96%	4%	3%	15%	4	106
85	7	2	4	95%	5%	4%	17%	6	109
101	8	2	4	94%	7%	5%	20%	8	113
119	9	2	5	92%	8%	6%	22%	10	116
140	10	2	5	91%	10%	8%	25%	12	120
163	11	2	5	89%	12%	9%	28%	15	124
187	12	2	5	87%	14%	11%	30%	18	129
210	13	3	5	97%	3%	2%	22%	2	77
233	14	3	5	97%	4%	3%	23%	3	78
261	15	3	6	96%	4%	3%	25%	4	80
300	16	3	6	95%	5%	4%	27%	4	82
356	17	3	6	94%	6%	4%	28%	5	84
420	18	3	6	94%	7%	5%	30%	6	86
485	19	3	6	93%	8%	6%	32%	7	88
540	20	3	6	92%	9%	7%	33%	8	90

Costos Centro de Llamados

De acuerdo a la cantidad de proyectos estimados (Clientes=Instalaciones CPC) el número de Agentes a utilizar en el Centro de Llamados y en los tiempos indicados de acuerdo al incremento del número de Clientes (Instalaciones CPC) es:

Tabla N° 8: Número de agentes para el Call Center

N° Clientes:	1 a 35	1 agente	
N° Clientes:	36 a 210	2 agentes	
N° Clientes:	211 a 540	3 agentes	
N° de agentes =1	desde mes	1 al mes	3
N° de agentes =2	desde mes	4 al mes	20
N° de agentes =3	desde mes	21 al mes	36

Costos asociados al personal del Centro de Llamados:

Costo directo Agente 1 Supervisor (mensual)	α
Costo directo Agente 2 y Agente 3 (mensual)	β
Meses trabajados por Agente 1 Supervisor	X_i
Meses trabajados por Agente 2	Y_i
Meses trabajados por Agente 3	Z_i

$$\text{Costos fijos año 1} = \alpha \sum_{i=1}^{12} X_i + \beta \sum_{i=4}^{12} Y_i$$

$$\text{Costos fijos año 2} = \alpha \sum_{i=1}^{12} X_i + \beta \left(\sum_{i=1}^{12} Y_i + \sum_{i=9}^{12} Z_i \right)$$

$$\text{Costos fijos año 3} = \alpha \sum_{i=1}^{12} X_i + \beta \left(\sum_{i=1}^{12} Y_i + \sum_{i=1}^{12} Z_i \right)$$

7.1.4 Costos Líneas telefónicas

Se considera para el Centro de llamados líneas telefónicas VOIP (Voice Over Internet Protocol) las cuales cuentan con un número de Internet que pueden recibir y realizar

llamados a teléfonos de red fija y celulares. Los planes considerados incluyen llamadas ilimitadas a red fija, 400 minutos a celulares (cada línea), número Internet con buzón de voz y desvío de llamadas. De los cálculos anteriores con Erlang C se definió el N° de líneas telefónicas requeridas:

Tabla N° 9: Número de líneas Centro de Llamadas

N° Clientes:	1 a 35	3 líneas	
N° Clientes:	36 a 101	4 líneas	
N° Clientes:	102 a 233	5 líneas	
N° Clientes:	234 a 540	6 líneas	
N° de líneas =3	desde mes	1 al mes	3
N° de líneas =4	desde mes	4 al mes	9
N° de líneas =5	desde mes	10 al mes	25
N° de líneas =6	desde mes	26 al mes	36

Los costos asociados con este centro de costos del Centro de Llamado:

Costos Fijos

(valor semanal, mensual y anual en \$ Chilenos; valor anual en MUSD)

Tabla N° 10: Costos Fijos Centro de Llamado

Centro de Llamados					
	Costos Directos (\$ Chile)	Semanal	Mensual	Anual	Anual-MUSD
COSTOS FIJOS	Agente 1 Supervisor	\$ 80.769	\$ 350.000	\$ 4.200.000	\$ 8,75
	Agente 2	\$ 69.231	\$ 300.000	\$ 3.600.000	\$ 7,50
	Agente 3	\$ 69.231	\$ 300.000	\$ 3.600.000	\$ 7,50
	6 líneas telefónicas Voip	\$ 15.951	\$ 69.120	\$ 829.440	\$ 1,73
	Total	\$ 235.182	\$ 1.019.120	\$ 12.229.440	\$ 25,48

Los costos fijos por mes y año de acuerdo al ingreso de agentes requeridos según tabla N°8 para el Centro de Llamados son:

Tabla N° 11: Costos Fijos x mes y año (agentes)

Año 1 (MUSD)													
mes	Ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
	0,729	0,729	0,729	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	
												Total año =	\$ 14,375
Año 2 (MUSD)													
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,354	1,979	1,979	1,979	1,979	
												Total año =	\$ 18,750
Año 3 (MUSD)													
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	1,979	
												Total año =	\$ 23,750

Los costos fijos por mes y año de acuerdo a tabla N°9 por líneas telefónicas son:

Tabla N° 12: Costos fijos x mes y año (líneas telefónicas)

Año 1 (MUSD)													
mes	Ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	
	0,072	0,072	0,072	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,12	0,12	0,12	
												Total año =	\$ 1,152
Año 2 (MUSD)													
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120	
												Total año =	\$ 1,440
Año 3 (MUSD)													
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
	0,120	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	0,144	
												Total año =	\$ 1,704

Costos Variables

(valor semanal, mensual y anual en \$ Chilenos; valor anual en MUSD)

Tabla N° 13: Costos Variables Centro de Llamados

Centro de llamados (en \$ Chile)						MUSD
COSTOS VARIABLES	Costos Directos	Cantidad	Costo unitario	Mensual	Anual	Anual
	Electricidad		15	\$ 2.667	\$ 40.000	\$ 480.000
Tinta/Tonner		15	\$ 1.333	\$ 20.000	\$ 240.000	0,50
Total			\$ 4.000	\$ 60.000	\$ 720.000	1,50

7.2 Costos Mantenimiento

Para atención de mantención preventiva por cada Instalación CPC se requerirá en promedio 1,8 hrs. Las mantenciones se realizarán cada 2 meses. El número de puntos a atender diariamente será de 5 Instalaciones. De acuerdo a estas estimaciones, la

cantidad de mecánicos a utilizar considerando el número de Instalaciones mensuales es (ver anexo 4):

Tabla N° 14: Número de mecánicos según Instalaciones mensuales

Zona Central				
N° de mecánicos = 1	desde mes	1	al mes	17
N° de mecánicos = 2	desde mes	18	al mes	36
Regiones				
N° de mecánicos = 1	desde mes	1	al mes	22
N° de mecánicos = 2	desde mes	23	al mes	36

Meses trabajados por Mecánico Supervisor	W_i
Meses trabajados por Mecánico 1	X_i
Meses trabajados por Mecánico 2	Y_i
Meses trabajados por Mecánico 3	Z_i

$$\text{Costos fijos año 1} = \alpha \sum_{i=1}^{12} W_i + \beta \sum_{i=1}^{12} X_i$$

$$\text{Costos fijos año 2} = \alpha \sum_{i=1}^{12} W_i + \beta \left(\sum_{i=1}^{12} X_i + \sum_{i=6}^{12} Y_i + \sum_{i=11}^{12} Z_i \right)$$

$$\text{Costos fijos año 3} = \alpha \sum_{i=1}^{12} W_i + \beta \left(\sum_{i=1}^{12} X_i + \sum_{i=1}^{12} Y_i + \sum_{i=1}^{12} Z_i \right)$$

Los costos asociados con este centro de costos de Mantenimiento:

Costos Fijos

Tabla N° 15: Costos Fijos Mantenimiento

Mantenimiento					
COSTOS FIJOS	Costos Directos (\$ Chile)	Semanal	Mensual	Anual	Anual-MUSD
	Mecánico 1 Super. + mant. Autom.	\$ 156.923	\$ 680.000	\$ 8.160.000	\$ 17,00
	Mecánico 2 +manten. automóvil	\$ 110.769	\$ 480.000	\$ 5.760.000	\$ 12,00
	Mecánico 3 +manten. Automóvil	\$ 110.769	\$ 480.000	\$ 5.760.000	\$ 12,00
	Mecánico 4 +manten. Automóvil	\$ 110.769	\$ 480.000	\$ 5.760.000	\$ 12,00
Total	\$ 489.231	\$ 2.120.000	\$ 25.440.000	\$ 53,00	

Tabla N° 16: Costos fijos x mes y año (mantenimiento)

Año 1 (MUSD)												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
	2,417	2,417	2,417	2,417	2,417	2,417	2,417	2,417	2,417	2,417	2,417	2,417
Total año =												\$ 29,000
Año 2 (MUSD)												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
	2,417	2,417	2,417	2,417	2,417	3,417	3,417	3,417	3,417	3,417	4,417	4,417
Total año =												\$ 38,000
Año 3 (MUSD)												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417	4,417
Total año =												\$ 53,000

Costos Variables

Tabla N° 17: Costos Variables

Mantenimiento (en \$ Chile)						MUSD
COSTOS VARIABLES	Costos Directos	Cantidad	Semanal	Mensual	Anual	Anual
	Electricidad	15	\$ 800	\$ 12.000	\$ 144.000	\$ 0,30
	Tinta/Tonner	15	\$ 1.000	\$ 15.000	\$ 180.000	\$ 0,38
Total			\$ 1.800	\$ 27.000	\$ 324.000	\$ 0,68

8. Modelo de Simulación Financiero

El modelo de simulación financiero se construye usando los datos de costos generados en la simulación de producción (venta de combustible). Se considera como base los costos asociados a la venta de combustible de la compañía, a partir de los cuales se realizará el Estado de Resultado, Balance y Flujo de Caja.

Los datos del Estado de Resultado, Balance y Flujo de Caja se obtienen de la información publicada por Shell (sin proyecto). A partir de la proyección de un horizonte de 3 años de los Proyectos (2012 – 2014), se estima el crecimiento de los ingresos, costos, gastos y dividendos. Los parámetros fijos considerados para el cálculo de los Estados Financieros son los siguientes:

Tabla N° 18: Supuestos

Ingresos de Explotación	3,00%
Costo de Explotación / Ingreso	71,75%
Gastos administ. y ventas / Ingresos	13,91%
Resultado no operacional/Ingresos	0,44%
Dividendos	40,00%
Tasa de impuestos	20,00%
Depreciación	10,00%
Tasa de interés sobre la deuda	10,00%
Tasa de interés sobre la caja	8,00%
Activos circulantes	30,34%
Pasivo y Patrimonio	26,03%
Efectivo e inv. Corto plazo	3,59%
Total por cobrar	9,38%
Total inventario	7,20%
Gastos pagados por anticipado	0,87%
Otros activos circulantes	8,05%
Fondo de comercio, neto	2,47%
Intangibles, neto	6,24%
Inversiones a largo plazo	12,26%
cuenta por cobrar - largo plazo	5,42%
total otros activos	27,54%
Total= propiedad/planta/equipos	9,35%
Cuentas por pagar	9,21%

Gastos acumulados	3,30%
Documentos por pagar / Deuda Corto Plazo	1,06%
Total otros pasivos corrientes	10,70%
Total deuda largo plazo	5,23%
Total otros pasivos	6,41%

8.1.1 Estado de Resultado (EERR)

En el estado de resultado se encuentran las siguientes partidas: Los ingresos por venta de combustibles y sus derivados, costos variables por concepto de insumos y Proyectos/Instalaciones (gastos energía, tinta, tonner, materiales para Instalación de tanque/surtidor), costos fijos (personal, depreciaciones, telefonía celular), gastos de administración y ventas, impuestos, retiros y utilidades.

- **Ingresos de Explotación**

Para el año 2011 (tomado como año 0 en el EERR) los ingresos totales en la compañía llegaron a MUSD 325.188 correspondiente a las ventas de combustibles, lubricantes, almacenamiento y distribución de éstos y de los servicios asociados.

$$\text{Ventas año combustible} = P_{\text{venta}} * \sum \text{Litros petróleo diesel año}$$

Donde:

- P_{venta} : Corresponde al precio de venta del petróleo diesel
- \sum Litros petróleo diesel año: Corresponde al volumen entregado en el periodo de un año.

Se estimó un crecimiento de un 3% de los años 2012, 2013 y 2014

En la tabla N°19 se muestran los valores obtenidos de las iteraciones para cada año de ingreso por explotación.

Tabla N° 19: Ingresos de explotación

Ingresos de Explotación		11,58%	28,83%	-39,31%	3,00%	3,00%	3,00%
N° periodos				0	1	2	3
Proyección años	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
(En miles de dólares EEUU - US\$)	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD
Ingresos de explotación	318.845	355.782	458.361	325.188	337.504	347.630	358.058

● **Los Ingresos Con Proyecto**

Correspondiente a las ventas de petróleo diesel por medio de las instalaciones CPC, se estimaron de acuerdo a información estadística de Instalaciones solicitadas por clientes del área de transporte de carga y pasajeros mensualmente a Shell durante los dos últimos años (ver capítulo 4.3 y gráfico N°9)

Los Ingresos de Explotación estimados se obtuvieron los siguientes valores iterados de acuerdo a ventas de petróleo diesel.

Tabla N° 20 (con ingresos adicionales)

Ingresos de Explotación		11,58%	28,83%	-39,31%	3,00%	3,00%	3,00%
N° periodos				0	1	2	3
Proyección años	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
(En miles de dólares EEUU - US\$)	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD
Ingresos de explotación	318.845	355.782	458.361	325.188	337.504	347.630	358.058
Ingresos de explotación del Proyecto					32.789	96.719	180.823

Costos de explotación

Corresponde al periodo de un año. Se consideran costos fijos (invariables ante el nivel de actividad) y costos variables (aumentan o disminuyen según el nivel de actividad) y costos de inversión (ver capítulo N° 6.4)

Margen de explotación

El margen de explotación corresponde a la diferencia entre los ingresos y los costos de explotación. Representa la ganancia o pérdida neta directa que obtiene la compañía.

				0	1	2	3
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD
Margen de explotación (Con Proyecto)	88.000	93.527	98.774	122.113	103.461	122.498	146.760
Margen de explotación (Sin Proyecto)	88.000	93.527	98.774	122.113	95.335	98.195	101.141

Gastos de Administración y Ventas

Para el cálculo de este ítem, se tomó como referencia los años 2008 al 2011, se estimó el porcentaje entre los gastos de administración y venta sobre los ingresos de explotación. Posteriormente se calculó el promedio de éstos porcentajes; promedio que se proyectó desde el año 2012 al 2014. Para la obtención de los gastos de administración y ventas proyectados, se multiplicó el porcentaje obtenido (promedio) por los ingresos proyectados

Resultado Operacional

Está constituido por la suma de las partidas relativas a la operación del negocio y que incluye los ingresos y costos de explotación y los gastos de administración y ventas.

Resultado no Operacional

Son aquellos ingresos y egresos que se incorporan al resultado de la empresa pero que no corresponden a costos de producción, administración o ventas (ingresos financieros, utilidad empresas relacionadas, otros ingresos fuera de explotación, gastos financieros, otros egresos fuera de la explotación, diferencias de cambios)

Depreciación

La depreciación es la pérdida de valor de los activos físicos, a medida que transcurre el tiempo, debido a deterioro u obsolescencia. La depreciación se realizó en base a cálculo

lineal anual y para ello se utilizó la tabla publicada por el Servicio de Impuestos Internos que define la vida útil de los activos (ver capítulo 6.6).

La depreciación incremental, se calculó mediante la cantidad de Instalaciones iteradas mensualmente y posteriormente anualizadas (tanques c/pretil + surtidores + sensor monitoreo remoto). La depreciación es un flujo no monetario que permite recibir beneficios fiscales (la recuperación de la inversión realizada por la empresa).

Proyección años (horizonte de tiempo de los Proyectos)	2012	2013	2014
(En miles de dólares EEUU - MUSD)	MUSD	MUSD	MUSD
Depreciación	(114)	(336)	(629)

Resultados antes de impuesto

Se obtuvo mediante la sumatoria de las ventas, costos de los productos y servicios entregados por la compañía, gastos de administración y ventas y depreciación.

Impuestos

Actualmente en Chile, los Impuestos de Primera Categoría aplicados a las empresas (incluyendo sociedades de hecho y empresarios unipersonales) son de un 20% sobre las utilidades; si éstas son negativas, la empresa no paga impuestos.

Utilidad Después de impuestos

Corresponde a la utilidad; descontado los impuestos pagados en el ejercicio anual.

Las utilidades varían desde el año 1 en MUS\$ 24.575 hasta el año 3 en MUS\$ 34.573

Retiros

Corresponde a los retiros que realizarán los accionistas, en caso de obtener utilidades positivas después de impuesto, y corresponden a un estimado de 40% anual.

Utilidades Retenidas

Son utilidades que permanecen una vez realizado el retiro de los accionistas, con el fin de construir plantas de almacenamiento de combustibles y aumentar la red de estaciones de servicio.

Estado de Resultados sin Proyecto

ESTADOS DE RESULTADOS	Shell: Financial Statement						
	0				1	2	3
N° periodos							
Proyección años	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD
Ingresos de explotación	318.845	355.782	458.361	325.188	337.504	347.630	358.058
Costos de explotación	(230.845)	(262.255)	(359.587)	(203.075)	(242.169)	(249.434)	(256.917)
Margen de explotación	88.000	93.527	98.774	122.113	95.335	98.195	101.141
Gastos administración y ventas	(44.223)	(47.603)	(51.906)	(55.516)	(46.952)	(48.360)	(49.811)
Resultado operacional	43.777	45.924	46.868	66.597	48.383	49.835	51.330
Resultado no operacional	851	4.652	3.952	1.423	1.477	1.483	1.490
Interés pagado sobre la deuda	(9.448)	(9.902)	(8.808)	(7.429)	(8.509)	(9.777)	(10.322)
Interés ganado sobre la caja	873	1.024	1.359	945	957	984	1.013
Depreciación	(12.615)	(13.180)	(13.656)	(14.458)	(14.804)	(17.561)	(19.842)
Resultado antes de impuesto a la renta	23.438	28.518	29.715	47.079	27.504	24.964	23.668
Impuesto	(4.688)	(5.704)	(5.943)	(9.416)	(5.501)	(4.993)	(4.734)
Utilidad	18.751	22.814	23.772	37.663	22.003	19.971	18.935
Retiros	(7.500)	(9.126)	(9.509)	(15.065)	(8.801)	(7.988)	(7.574)

Estado de Resultado Con Proyecto

ESTADOS DE RESULTADOS	Shell: Financial Statement							
	N° periodos				0	1	2	3
	Proyección años				2012	2013	2014	
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	
Ingresos de explotación	318.845	355.782	458.361	325.188	337.504	347.630	358.058	
Ingresos Negocio					32.789	96.719	180.823	
Costos de explotación	(230.845)	(262.255)	(359.587)	(203.075)	(242.169)	(249.434)	(256.917)	
Costos Variables (proyecto)					(24.508)	(72.203)	(134.912)	
Costos Fijos (proyecto)					(155)	(213)	(291)	
Margen de explotación	88.000	93.527	98.774	122.113	103.461	122.498	146.760	
Gastos administración y ventas	(44.223)	(47.603)	(51.906)	(55.516)	(46.952)	(48.360)	(49.811)	
Resultado operacional	43.777	45.924	46.868	66.597	56.509	74.138	96.949	
Resultado no operacional	851	4.652	3.952	1.423	1.477	1.483	1.490	
Interés pagado sobre la deuda	(9.448)	(9.902)	(8.808)	(7.429)	(8.529)	(9.598)	(9.418)	
Interés ganado sobre la caja	873	1.024	1.359	945	957	984	1.013	
Depreciación	(12.615)	(13.180)	(13.656)	(14.458)	(14.804)	(17.561)	(19.842)	
Depreciación Negocio					(114)	(336)	(629)	
Resultado antes de impuesto a la renta	23.438	28.518	29.715	47.079	35.496	49.110	69.564	
Impuesto	(4.688)	(5.704)	(5.943)	(9.416)	(7.099)	(9.822)	(13.913)	
Impuesto específico					(3.822)	(11.274)	(21.078)	
Utilidad	18.751	22.814	23.772	37.663	24.575	28.014	34.573	
Retiros	(7.500)	(9.126)	(9.509)	(15.065)	(9.830)	(11.205)	(13.829)	

8.1.2 Balance

Efectivo e inversiones a corto plazo

Se calculó tomando como referencia los años 2008 al 2011 y se consideró el porcentaje de cada año entre el efectivo e inversiones sobre los ingresos por explotación; posteriormente se calculó el promedio de éstos porcentajes; promedio que se proyectó desde el año 2012 al 2014. Para la obtención de la cantidad del efectivo e inversiones estimados, se multiplicó el porcentaje obtenido (promedio) por los ingresos proyectados.

El efectivo e inversiones a corto plazo es el valor obtenido de la diferencia entre el total pasivo y patrimonio menos los activos circulantes y menos los activos fijos netos.

Los Activos Circulantes son:

Cuentas por cobrar

Inventario

Pagos anticipados

Otros activos

El Cálculo para efectivo e inversiones se realizó de la siguiente forma:

Efectivo e Inversiones

efectivo e inversiones = Total pasivo y patrimonio – Cuentas por cobrar – Inventario – Pagos anticipados – Otros activos – Activos Fijos

Activos Circulantes

Cuentas por Cobrar

Se obtiene de los deudores comerciales de la compañía. Los cálculos se realizaron tomando como referencia los años 2008 al 2011 y considerando los porcentajes de cada año entre Otras Cuentas por Cobrar sobre los Ingresos; posteriormente se calculó el promedio de éstos porcentajes; promedio que se proyectó desde el año 2012 al 2014. Para la obtención de la cifra estimada, se multiplicó el porcentaje obtenido (promedio) por los Ingresos proyectados de la siguiente forma:

Otras cuentas por cobrar = % (promedio) de Otras Cuentas por Cobrar/Ingresos * Ingresos proyectados.

Inventario

El inventario consideran todos los insumos necesarios para mantener en operación a la compañía. Los cálculos se realizaron tomando como referencia los años 2008 al 2011 y considerando los porcentajes de cada año entre Inventario sobre los Ingresos; posteriormente se calculó el promedio de éstos porcentajes; promedio que se proyectó desde el año 2012 al 2014. Para la obtención de la cifra estimada, se multiplicó el porcentaje obtenido (promedio) por los Ingresos proyectados de la siguiente forma:

Inventario = % (promedio) de Inventario/Ingresos * Ingresos proyectados.

Gastos Pagados por Anticipado

Los cálculos se realizaron tomando como referencia los años 2008 al 2011 y considerando los porcentajes de cada año entre Gastos Pagados por Anticipado sobre los Ingresos; posteriormente se calculó el promedio de éstos porcentajes; promedio que se proyectó desde el año 2012 al 2014. Para lo obtención de la cifra estimada, se multiplicó el porcentaje obtenido (promedio) por los Ingresos proyectados de la siguiente forma:

Gastos Pagados por Anticipado = % (promedio) de Gastos Pagados por Anticipado/Ingresos * Ingresos proyectados.

Otros Activos

Los cálculos se realizaron tomando como referencia los años 2008 al 2011 y considerando los porcentajes de cada año entre Otros Activos sobre los Ingresos; posteriormente se calculó el promedio de éstos porcentajes; promedio que se proyectó desde el año 2012 al 2014. Para lo obtención de la cifra estimada, se multiplicó el porcentaje obtenido (promedio) por los Ingresos proyectados de la siguiente forma:

Otros Activos = % (promedio) de Otros Activos/Ingresos * Ingresos proyectados.

Activos Fijos

Corresponde al valor original de los equipos y edificios de construcción (Activos Fijos al Costo), menos la depreciación anual de estos. A estos activos fijos se le debe sumar el valor de los terrenos.

- Activos Fijos Al costo

Es el valor total de las construcciones, equipos, maquinarias e instalaciones en general de la compañía. A este valor se le incorpora el valor del equipamiento para la Instalaciones para Consumo Propio de Combustible.

Cálculo Activos Fijos al Costo:

Activos Fijos al Costo = Activo Fijo al Costo inicial + Activo Fijo equipos instalación Proyecto; desde este resultado se construye la estructura de activos fijos para los 3 años que contempla el proyecto.

Depreciación

La depreciación considerada en el Estado de Resultado, al no ser un flujo de efectivo (usado para temas tributarios), se debe sumar para obtener el flujo de caja libre.

Pasivos

Pasivos Circulantes.

- Cuentas por Pagar:

Son los montos necesarios para cubrir los gastos en insumos de producción. Las cuentas por pagar en el año están dadas por una fracción que se considera, según condiciones de compra pagar en el siguiente año del ejercicio.

Los cálculos se realizaron tomando como referencia los años 2008 al 2011 y considerando los porcentajes de cada año entre Cuentas por Pagar sobre los Ingresos; posteriormente se calculó el promedio de éstos porcentajes; promedio que se proyectó desde el año 2012 al 2014. Para la obtención de la cifra estimada, se multiplicó el porcentaje obtenido (promedio) por los Ingresos proyectados de la siguiente forma:

Cuentas por Pagar = % (promedio) de Cuentas por Pagar/Ingresos * Ingresos proyectados.

- Deuda a Corto Plazo:

Deuda en la que se incurre por efecto de no disponer de Efectivo (Caja) para operar.

Se calculó tomando como referencia los años 2008 al 2011 y considerando los porcentajes de cada año entre Deuda a Corto Plazo sobre los Ingresos; posteriormente se calculó el promedio de éstos porcentajes; promedio que se proyectó desde el año

2012 al 2014. Para lo obtención de la cifra estimada, se multiplicó el porcentaje obtenido (promedio) por los Ingresos proyectados de la siguiente forma:

Deuda a Corto Plazo = % (promedio) de Deuda a Corto Plazo/Ingresos * Ingresos proyectados.

Pasivos Largo Plazo

Deuda a Largo Plazo está compuesta principalmente por obligaciones con los bancos, impuestos diferidos, interés minoritario y provisiones a largo plazo. Corresponde a la deuda tomada por la empresa que forma parte total de la estructura de capital.

Para calcular los componentes de Pasivos Largo Plazo , se tomó como referencia los años 2008 al 2011 y considerando los porcentajes de cada año entre los ítems considerados sobre los Ingresos; posteriormente se calculó el promedio de éstos porcentajes; promedio que se proyectó desde el año 2012 al 2014. Para lo obtención de la cifra estimada, se multiplicó el porcentaje obtenido (promedio) por los Ingresos proyectados de la siguiente forma:

Deuda a Largo Plazo = % (promedio) de Deuda a Largo Plazo/Ingresos * Ingresos proyectados.

Otros Pasivos

Son obligaciones que permiten entregar efectivo u otro activo financiero.

Los cálculos se realizaron tomando como referencia los años 2008 al 2011 y considerando los porcentajes de cada año entre Otros Pasivos sobre los Ingresos; posteriormente se calculó el promedio de éstos porcentajes; promedio que se proyectó desde el año 2012 al 2014. Para lo obtención de la cifra estimada, se multiplicó el porcentaje obtenido (promedio) por los Ingresos proyectados de la siguiente forma:

Otros Pasivos = % (promedio) de Otros Pasivos/Ingresos * Ingresos proyectados.

Utilidades Retenidas Acumuladas

Las Utilidades Retenidas son los aportes que entrega Shell Chile S.A.C.e I., producto del ejercicio del negocio. Éstas fueron calculadas de la siguiente forma:

Utilidades Retenidas = Utilidades Después de Impuesto – Retiros

Patrimonio

Corresponde al capital inicial aportado por la compañía (accionistas), para las inversiones en proyectos que permiten la sustentabilidad del negocio a través del tiempo.

Balance sin Proyecto

BALANCE						0	1	2	3
Period End Date 12/31									
(En miles de dólares EEUU - MUS\$)		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
		MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD
ACTIVOS									
Efectivo e inversiones a corto plazo		10.910	12.801	16.993	11.817	12.117	12.481	12.855	
Total por cobrar, neto		30.966	42.308	30.813	29.872	31.651	32.601	33.579	
Total inventario		23.215	31.503	19.342	27.410	24.287	25.016	25.766	
Gastos pagados por anticipado		2.371	3.188	4.178	3.010	2.934	3.022	3.112	
Otros activos circulantes, Total		24.423	25.597	45.244	24.348	27.180	27.995	28.835	
Total activos circulantes		91.885	115.397	116.570	96.457	98.169	101.114	104.147	
Al costo propiedad/planta/equipos		115.988	116.521	127.038	146.275	164.806	186.417	210.431	
Depreciación		(15.000)	(15.000)	(15.000)	(15.000)	(29.804)	(47.365)	(67.208)	
Activo fijo neto		100.988	101.521	112.038	131.275	135.002	139.052	143.223	
Fondo de comercio, neto		2.933	3.163	2.982	3.140	3.218	3.297	3.379	
Intangibles, neto		1.875	2.203	2.039	2.216	2.354	2.501	2.658	
Inversiones a largo plazo		25.233	32.614	32.392	35.049	39.345	44.168	49.582	
cuenta por cobrar - largo plazo		1.616	1.366	1.545	1.833	1.932	2.037	2.148	
total otros activos		10.746	13.206	14.835	21.867	27.890	35.572	45.369	
Total Activos		235.276	269.470	282.401	291.837	307.910	327.741	350.506	
PASIVOS Y PATRIMONIO									
Cuentas por pagar		28.963	39.963	29.584	32.791	31.096	32.029	32.990	
Gastos acumulados		9.944	10.913	13.791	13.001	11.132	11.466	11.810	
Documentos por pagar / Deuda Corto Plazo		3.573	3.292	7.879	1.490	3.563	3.670	3.780	
Puerto actual. de la deuda LT / Arrendamier		2.487	2.444	1.618	2.681	2.231	2.298	2.367	
Total otros pasivos corrientes		31.781	37.772	52.657	34.826	36.098	37.181	38.296	
Pasivos		76.748	94.384	105.529	84.789	84.120	86.643	89.243	
Total deuda largo plazo		9.713	12.363	13.772	30.000	17.668	18.198	18.744	
Impuestos Diferidos		13.094	13.039	12.518	13.838	11.983	12.342	12.713	
interes minoritario		9.219	2.008	1.581	1.704	1.613	1.661	1.711	
Total otros pasivos		20.776	23.716	21.716	25.419	21.623	22.272	22.940	
Emisión de deuda		94.476	99.021	88.083	74.287	95.902	99.640	106.810	
utilidades acumuladas		11.250	24.939	39.202	61.800	75.002	86.985	98.345	
Total Pasivos y Patrimonio		235.276	269.470	282.401	291.837	307.910	327.741	350.506	

Balance con Proyecto

BALANCE								
Period End Date 12/31					0	1	2	3
(En miles de dólares EEUU - MUS\$)		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
		MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD
ACTIVOS								
Efectivo e inversiones a corto plazo		10.910	12.801	16.993	11.817	12.117	12.481	12.855
Total por cobrar, neto		30.966	42.308	30.813	29.872	31.651	32.601	33.579
Total inventario		23.215	31.503	19.342	27.410	24.287	25.016	25.766
Gastos pagados por anticipado		2.371	3.188	4.178	3.010	2.934	3.022	3.112
Otros activos circulantes, Total		24.423	25.597	45.244	24.348	27.180	27.995	28.835
Total activos circulantes		91.885	115.397	116.570	96.457	98.169	101.114	104.147
Al costo propiedad/planta/equipos		115.988	116.521	127.038	146.275	164.806	186.417	210.431
Depreciación		(15.000)	(15.000)	(15.000)	(15.000)	(29.804)	(47.365)	(67.208)
Activo fijo neto		100.988	101.521	112.038	131.275	135.002	139.052	143.223
Al costo equipos (proyecto)						2.798	1.865	2.471
Depreciación (proyecto)						(173)	(396)	(607)
Activo fijo neto (proyecto)						2.625	1.469	1.864
Fondo de comercio, neto		2.933	3.163	2.982	3.140	3.218	3.297	3.379
Intangibles, neto		1.875	2.203	2.039	2.216	2.354	2.501	2.658
Inversiones a largo plazo		25.233	32.614	32.392	35.049	39.345	44.168	49.582
cuenta por cobrar - largo plazo		1.616	1.366	1.545	1.833	1.932	2.037	2.148
total otros activos		10.746	13.206	14.835	21.867	27.890	35.572	45.369
Total Activos		235.276	269.470	282.401	291.837	310.535	329.210	352.370
PASIVOS Y PATRIMONIO								
Cuentas por pagar		28.963	39.963	29.584	32.791	31.096	32.029	32.990
Gastos acumulados		9.944	10.913	13.791	13.001	11.132	11.466	11.810
Documentos por pagar / Deuda Corto Plazo		3.573	3.292	7.879	1.490	3.563	3.670	3.780
Puerto actual. de la deuda LT / Arrendamien		2.487	2.444	1.618	2.681	2.231	2.298	2.367
Total otros pasivos corrientes		31.781	37.772	52.657	34.826	36.098	37.181	38.296
Pasivos		76.748	94.384	105.529	84.789	84.120	86.643	89.243
Total deuda largo plazo		9.713	12.363	13.772	30.000	17.668	18.198	18.744
Impuestos Diferidos		13.094	13.039	12.518	13.838	11.983	12.342	12.713
interes minoritario		9.219	2.008	1.581	1.704	1.613	1.661	1.711
Total otros pasivos		20.776	23.716	21.716	25.419	21.623	22.272	22.940
Emisión de deuda		94.476	99.021	88.083	74.287	96.132	92.949	91.361
utilidades acumuladas		11.250	24.939	39.202	61.800	77.396	95.144	115.659
Total Pasivos y Patrimonio		235.276	269.470	282.401	291.837	310.535	329.210	352.370

8.1.3 Flujo de Caja Libre

Utilidades Después de Impuesto

El flujo de caja parte desde este punto ya mencionado en el Estado de resultado.

Depreciación

Se considera en el estado de resultado; al no ser un flujo de efectivo (usado para temas tributarios), se debe sumar para obtener el flujo de caja libre.

Aumento de Activo Circulante

Aumento o disminución de inventario y cuentas por cobrar en periodos anuales

Aumento de Pasivo Circulante:

Aumento o disminución de las deudas a corto plazo y las cuentas por cobrar entre periodos.

Aumento de Activos Fijos al Costo:

Aumento o disminución de los activos Fijos (tanques, surtidores industriales) entre periodos.

Flujo de Caja sin Proyecto

FLUJO DE CAJA LIBRE								
Period End Date 12/31				0	1	2	3	
(En miles de dólares EEUU - MUSD)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	
Utilidad después de impuesto					22.003	19.971	18.935	+
Depreciación					14.804	17.561	19.842	+
Subtract increase in current assets					(1.712)	(2.945)	(3.033)	-
Add back increase in current liabilities					(669)	2.524	2.599	+
Subtract increase in fixed assets at cost					(33.531)	(21.611)	(24.014)	-
Add back after-tax interest on debt					6.808	7.822	8.258	+
Subtract after-tax interest on cash and mkt. securities					(881)	(905)	(932)	-
Total flujo caja libre					6.822	22.416	21.655	

Flujo de Caja con Proyecto

FLUJO DE CAJA LIBRE								
Period End Date 12/31				0	1	2	3	
(En miles de dólares EEUU - MUSD)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	MUSD	
Utilidad después de impuesto					25.993	29.580	34.191	+
Depreciación					14.804	17.561	19.842	+
Subtract increase in current assets					(1.712)	(2.945)	(3.033)	-
Add back increase in current liabilities					(669)	2.524	2.599	+
Subtract increase in fixed assets at cost					(36.329)	(23.476)	(26.485)	-
Add back after-tax interest on debt					6.817	7.563	7.372	+
Subtract after-tax interest on cash and mkt. securities					(881)	(905)	(932)	-
Total flujo caja libre					8.023	29.902	33.555	

9. Evaluación Económica

Horizonte de tiempo del Proyecto.

Para el Proyecto se definirá un horizonte de tiempo de 3 años (tiempo de duración del Proyecto).

9.1 Cálculo de la tasa de descuento (WACC)

La tasa de descuento a utilizar es calculada por medio del WACC (weighted average cost of capital) o Costo Promedio ponderado del Capital (CMPC). El WACC es el promedio ponderado del costo de la deuda y el costo del capital accionario CAPM (Capital Asset Pricing Model) o Modelo de Valoración de Activos de Capital.

La obtención del WACC se determinará inicialmente con la determinación del CAPM de los activos, el Costo de la deuda, el β de la industria (riesgo sistemático) y la estructura de capital del proyecto (deuda y patrimonio).

9.1.1 Supuestos

Se consideró:

Tasa libre de riesgo con un horizonte de tres años a la tasa de los Bonos del Tesoro, emitida por la Reserva Federal de los Estados Unidos.

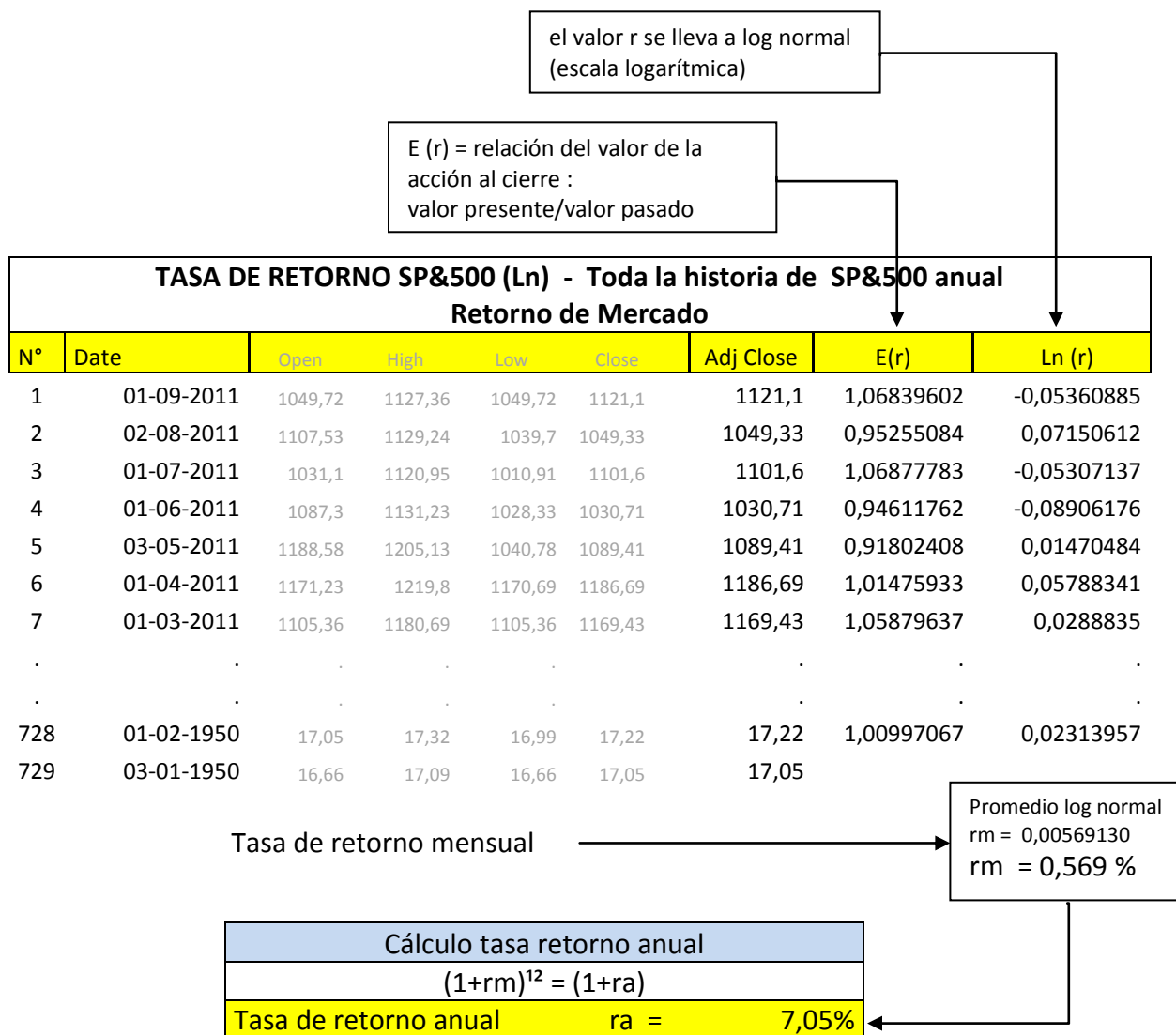
Tasa de mercado representativa (esperanza de retorno de mercado), obtenida mediante el indicador financiero SP&500 de Estados Unidos.

La información de E y D de Shell son aproximadas (restricción a divulgación de información por parte de la empresa; Shell Chile S.A. es una sociedad anónima cerrada).

9.1.2 Tasa del Mercado

La tasa de mercado que se utilizó fue la obtenida mediante el indicador financiero SP&500 de Estados Unidos, representado por las 500 empresas más grandes de ese país. La estimación de esta tasa "E(r)" o "rm", se realizó considerando todo el historial mensual del SP&500 desde el año 1950 al 2011 (tamaño de muestra, n=729) y mediante los siguientes


cálculos : el cociente entre el valor presente y el valor pasado de las acciones al cierre (adj close), posteriormente se llevó a log normal Ln (r) y luego se promediaron estos valores obteniéndose el retorno mensual $r_m = 0,57\%$. Para dejar en el mismo periodo que las demás tasas, se anualiza el valor anterior quedando en $r_a = 7,05\%$.



9.1.3 Tasa libre de riesgo

La tasa libre de riesgos seleccionada, es la tasa de los Bonos del Tesoro, emitida por la Reserva Federal de los Estados Unidos; el valor de esta tasa se obtuvo mediante consulta de la página web: <http://www.federalreserve.gov/Releases/H15/data.htm>; considerando

tres años establecidos como horizonte de tiempo del proyecto ; obteniendo un valor de tasa al 02/07/2011 igual a 1,04% anual.



FEDERAL RESERVE statistical release

H.15 (519) SELECTED INTEREST RATES For use at 2:30 p.m. Eastern Time
 Yields in percent per annum July 6, 2011

Instruments	2011	2011	2011	2011	2011	Week Ending		2011
	Jun 28	Jun 29	Jun 30	Jul 1	Jul 2	Jul 2	Jun 25	Jun
Federal funds (effective) ^{1 2 3}	0.17	0.15	0.09	0.17	0.18	0.15	0.18	0.18
Commercial Paper ^{4 5 6}								
Nonfinancial								
1-month	0.17	0.17	0.14	0.22	0.18	0.18	0.18	0.19
2-month	0.25	0.20	0.17	0.23	0.25	0.22	0.22	0.24
3-month	0.35	0.33	n.a.	n.a.	0.28	0.32	0.32	0.32
Financial								
1-month	0.21	0.18	0.19	0.24	0.25	0.21	0.20	0.24
2-month	0.31	0.33	0.31	0.28	0.35	0.32	0.29	0.36
3-month	0.41	0.43	0.42	0.40	0.37	0.41	0.44	0.46
CDs (secondary market) ^{3 7}								
1-month	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.32	0.33
3-month	0.47	0.48	0.48	0.48	0.50	0.48	0.50	0.52
6-month	0.69	0.72	0.72	0.71	0.73	0.71	0.73	0.75
Eurodollar deposits (London) ^{3 8}								
1-month	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.46	0.44
3-month	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.61
6-month	0.78	0.75	0.75	0.75	0.75	0.76	0.75	0.75
Bank prime loan ^{2 3 9}	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25
Discount window primary credit ^{2 10}	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
U.S. government securities								
Treasury bills (secondary market) ^{3 4}								
4-week	0.06	0.09	0.17	0.16	0.16	0.13	0.06	0.08
3-month	0.17	0.15	0.18	0.17	0.17	0.17	0.13	0.12
6-month	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.19	0.19
1-year	0.28	0.31	0.31	0.31	0.30	0.30	0.27	0.30
Treasury constant maturities								
Nominal ¹¹								
1-month	0.07	0.09	0.17	0.16	0.16	0.13	0.06	0.08
3-month	0.17	0.15	0.18	0.17	0.17	0.17	0.13	0.12
6-month	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.19	0.19
1-year	0.30	0.31	0.32	0.32	0.31	0.31	0.29	0.32
2-year	0.62	0.61	0.61	0.63	0.63	0.62	0.69	0.72
3-year	1.03	0.99	1.00	1.01	1.04	1.01	1.13	1.17

Fuente: <http://www.federalreserve.gov/Releases/H15/data.htm>

1,04

9.1.4 Riesgo sistemático de la Industria (β)

El grupo Royal Ducht/Shell transa en la bolsa; por lo que existe un β_E calculado para la compañía que es igual a 0,91 (obtenido de la página web: www.moneycentral.msn.com). Se tomó el $\beta_{E(\text{grupo Shell})}$ del grupo Royal Ducht/Shell y se desapalancó para obtener el β_{ACT} ; después este valor se apalancó con información de Shell Chile S.A.C.eI. para obtener el $\beta_{E(\text{Shell Chile})}$ y conocer el riesgo sistemático de la empresa en Chile en relación al mercado y aplicarlo en el cálculo del CAPM:



Fuente: www.moneycentral.msn.com

Para obtención del β equit (Shell Chile), se realizaron los siguientes cálculos:

Cálculo de β act (a partir de Royal Ducht Shell)		
E= Market Cap. (patrimonio)	US \$	161.440.000.000
D= Long Term Debt (deuda)	US \$	30.862.000.000
$\beta_{E(\text{grupo Shell})} = (\beta \text{ apalancado})$		0,91
$\beta \text{ act} =$		0,7640

$$\beta \text{ act} = \beta_{E(\text{grupo Shell})} * E / (D + E)$$

$$\beta_{act} = 0,91 * \frac{161.440.000.000}{(30.862.000.000 + 161.440.000.000)}$$

$$\beta \text{ act}_{(\text{grupo Shell})} \approx \beta \text{ act}_{(\text{Shell Chile})}$$

$$\beta_{act} = 0,7640$$

Cálculo de β E Proyecto (Shell Chile)		
E = Patrimonio	US\$	136.431.000
D = Deuda	US\$	30.000.000
$\beta \text{ act} = (\beta \text{ desapalancado})$		0,7640
$\beta_{E(\text{Shell Chile})} =$		0,9319

$$\beta_{E(\text{Shell Chile})} = \beta_{\text{act}} * (D + E)/E$$

$$\beta_{E(\text{Shell Chile})} = 0,7640 * \frac{(30.000.000 + 136.431.000)}{136.431.000}$$

$$\beta_{E(\text{Shell Chile})} = 0,9319$$

9.1.5 Cálculo de CAPM

Para obtener el CAPM se realizaron los siguiente cálculos:

Cálculo de CAPM - Proyecto a 3 años	
rf = Tasa libre de riesgo	1,04%
rm = Esperanza de Retorno (rm)	7,05%
$\beta_E =$	0,93
CAPM	6,64%

$$CAPM = rf + \beta_E * (rm - rf)$$

$$CAPM = 1,04 + 0,93 * (7,05 - 1,04)$$

$$CAPM = 6,64\%$$

Donde :

Rf: Corresponde a la tasa libre de riesgo a 3 años (horizonte de tiempo del proyecto) ; se obtuvo en página web de la Reserva Federal de los EEUU:

<http://www.federalreserve.gov/Releases/H15/data.htm>. Valor de tasa al 02/07/2011.

β_E : $\beta_{E(\text{Shell Chile})}$, riesgo sistemático de la empresa en Chile en relación al mercado. Calculado tomando como referencia al Grupo Royal Dutch/Shell.

rm: Corresponde a la tasa de esperanza de retorno de mercado. Se tomaron las variaciones históricas de las acciones del S&P500 (Standard & Poor 500) desde el año 1950 al año 2011, obteniendo una tasa de retorno del mercado de 7,05% anual.

9.1.6 Cálculo de WACC

Se estimó el WACC del proyecto mediante los siguientes datos y fórmula.

Cálculo de WACC (Costo promedio ponderado del capital)		
E = Patrimonio	US\$	136.431.000
D = Deuda	US\$	30.000.000
re = Costo del Patrimonio o CAPM		6,64%
rd = Costo de la deuda		6,00%
t = Tasa de impuesto		17,00%
WACC =		6,34%

$$WACC = E/(D + E) * re + D/(D + E) * rd * (1-t)$$

$$WACC = \frac{136.431.000}{(30.000.000 + 136.431.000)} * 0,0664 + \frac{30.000.000}{(30.000.000 + 136.431.000)} * 0,06 * (1 - 0,17)$$

$$WACC = 6,34\%$$

La tasa de descuento a utilizar en la evaluación del Proyectos es de 6,34%

9.1.7 Financiamiento del Proyecto

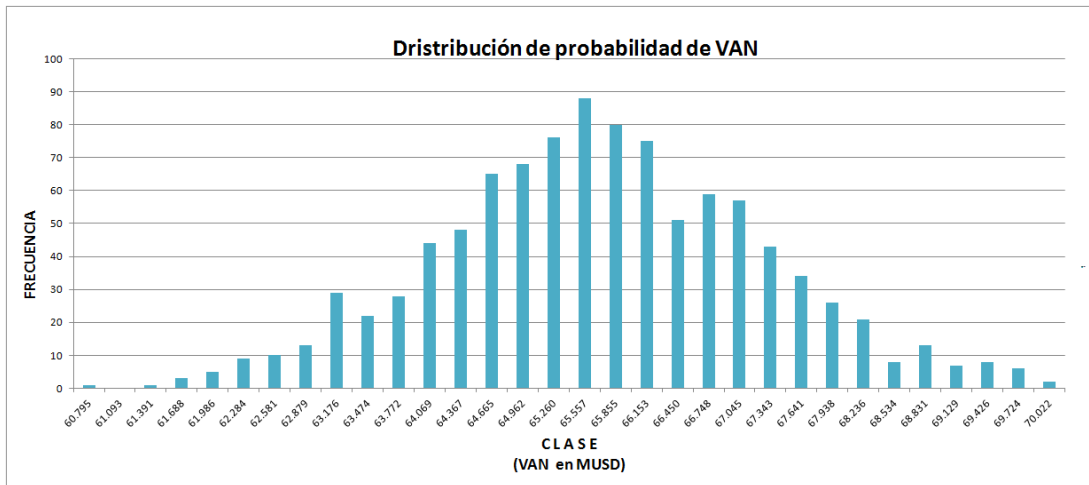
El 20% del proyecto será financiado con capital prestado y el 80% restante con capital propio de la empresa Shell Chile S.A.C.e I.

9.2 VAN del Proyecto

En la etapa de elaboración y evaluación del VAN, se consideró una estructura probabilística de resultados. Para obtener la distribución de probabilidad del VAN se

realizaron 1.000 iteraciones; con esta simulación del VAN se obtuvo una media de MUSD 65.500 y una desviación estándar de MUSD 1.560

Con una probabilidad de un 95%, el proyecto entrega un VAN entre: MUSD 62.500 - MUSD 68.766 y de un 68% entre: MUSD 64.034 - MUSD 67.095



* Mediante el cálculo de los componentes de las matrices de clase y frecuencia relativa (de las 1000 iteraciones), y a partir de la suma de los productos de ambas matrices se obtiene un VAN estimado de MUSD 65.707

Realizando una comparación del VAN sin Proyecto estimado en MUSD 47.051 y con Proyecto MUSD 65.707 se proyecta un crecimiento de un 40 % en esta variación del valor.

9.2.1 Tasa Interna de Retorno (TIR)

El proyecto evaluado no presenta flujos negativos que puedan generar una tasa interna de retorno; por lo que este indicador no será considerado en la evaluación del Proyecto.

9.3 Valor de la Firma

Con los valores calculados del costo capital y el flujo a perpetuidad se calculará el Valor de la Firma con Proyecto y sin Proyecto.

9.3.1 Valor de la Firma sin Proyecto

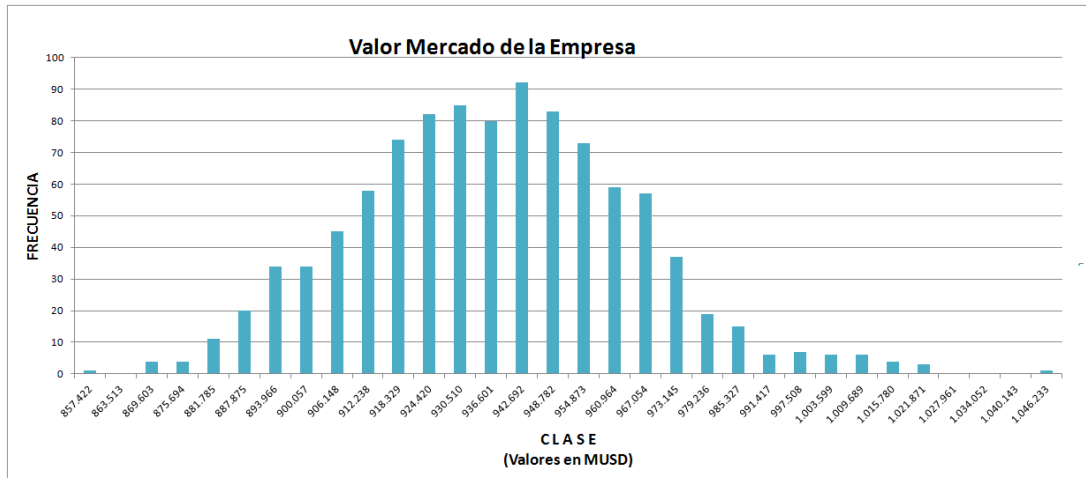
Con los valores anteriormente calculados como la tasa WACC, Valor Presente de la Firma (VAN), Valor Terminal (último Flujo de Caja Libre a perpetuidad, traído al presente), Deuda año cero y caja año cero; sumando todos los valores correspondientes, se obtiene el Valor de Mercado de la Empresa por MUSD 584.197

Valores en miles de dólares EEUU (MUSD)	
WACC	6,34%
Crecimiento	3,00%
Valor Presente de la firma	47.051
Valor Terminal	555.329
Deuda año cero	(30.000)
Caja año cero	11.817
Valor de Mercado de la Empresa	MUSD 584.197

9.3.2 Valor de la Firma con Proyecto

Se estimó una estructura probabilística de resultado, realizando 1000 iteraciones del Valor de Mercado de la Empresa, se obtiene una distribución de probabilidad. Mediante el cálculo de los componentes de las matrices de clase y frecuencia relativa (obtenido de las 1000 iteraciones) y a partir de la suma de los productos de ambas matrices se obtuvo un Valor de Mercado de la Empresa estimado de MUSD 937.338

Con la simulación también se obtuvo una media de MUSD 934.240, desviación estándar de MUSD 27.447 y estimando una probabilidad de un 95%, el proyecto entrega un Valor de Mercado entre: MUSD 882.780 - MUSD 991.793 y de un 68% entre: MUSD 906.789 - MUSD 960.984



Comparación del Valor de la Firma Con y Sin Proyecto

El Valor de Mercado de la Empresa antes de implementar el Proyecto es de MUSD 584.197, valor que se incrementa al considerar el Proyecto a realizar.

El Valor proyectado de Mercado de la Empresa con Proyecto es de MUSD 937.338 (crecimiento estimado en un 60%).

10. Bibliografía

- Shell Chile S.A.C.el. www.shell.cl
- Empresa Nacional del Petróleo www.enap.cl
- Comisión Nacional de Energía www.cne.cl
- Instituto Nacional de Estadística www.ine.cl
- Reserva Federal de los Estados Unidos www.federalreserve.gov
- www.moneycentral.msn.com
- Benninga, S 2208 Financial Modeling Third Edition.
- S&P 500 www.finance.yahoo.com
- Microeconomía Pindyck – Rubinfeld Séptima Edición
- Principios de finanzas Corporativas: Brealey, Myers, Allen

ANEXOS

Anexo 1: Evaluación de concentración de mercado (índice Herfindahl -IHH)

El índice Herfindahl (H), también llamado Herfindahl-Hirschman (HHI), mide la concentración en un mercado, el tamaño relativo de las empresas. Es usado al evaluar situaciones monopólicas, compras y fusiones de empresas. Un mercado con alta concentración afecta a la libre competencia. Si una sola empresa controla el mercado se habla de monopolio; si lo controlan unas pocas empresas, se habla de oligopolio. La fórmula del índice H es la suma de los cuadrados de las proporciones que tienen las empresas en el mercado:

$$H = \sum_{i=1}^k p_i^2$$

En que p_i es la proporción del mercado de la empresa y n el número de empresas.

El índice H se puede calcular sobre una base de 1, donde un $HHI = 1$ indica que se está en presencia de un monopolio, o sobre una base de 1.000 o 10.000 ($1/n \leq H \leq 1$)

Herfindahl (IHH)			Pascual	
Índice de concentración			Índice de dominancia	
Empresas	Participación del mercado (p)	p^2	Contribución de cada empresa al IHH ($h=p^2/IHH$)	Contribución de cada empresa en forma individual al IHH (h^2)
Copec	65,7%	0,431649	0,924286094	0,854304783
Shell	13,9%	0,019321	0,041371882	0,001711633
Terpel	8,7%	0,007569	0,016207431	0,000262681
Petrobras	8,7%	0,007569	0,016207431	0,000262681
Otros	3,0%	0,0009	0,001927162	3,71395E-06
Total		0,467008		0,856545491

Anexo 2: Estimación de venta de Petróleo diesel anual

Se proyectó como venta de combustible por cada Instalación CPC 60.000 lt mensuales con una variación de $\pm 10\%$; se estimó para este volumen una estructura probabilística de resultado, realizando 1000 iteraciones y obteniendo una distribución de probabilidad. Mediante el cálculo de los componentes de la matriz: clase y frecuencia relativa (obtenida de las 1000 iteraciones), y a partir de la suma de los productos de estos componentes, se obtuvo un valor de 57.790 litros mensuales de petróleo diesel a consumir por cada Instalación CPC

Matriz de clase y frecuencia relativa

57.790 Valor a utilizar en consumo estimado en Instalaciones P.C.P.

<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>	<i>Frec relativa</i>
54019,000	0	0%
54405,0968	30	3%
54791,1935	28	3%
55177,2903	40	4%
55563,3871	41	4%
55949,4839	31	3%
56335,5806	44	4%
56721,6774	22	2%
57107,7742	31	3%
57493,871	33	3%
57879,9677	37	4%
58266,0645	30	3%
58652,1613	33	3%
59038,2581	43	4%
59424,3548	36	4%
59810,4516	27	3%
60196,5484	28	3%
60582,6452	33	3%
60968,7419	34	3%
61354,8387	35	4%
61740,9355	33	3%
62127,0323	29	3%
62513,129	23	2%
62899,2258	35	4%
63285,3226	38	4%
63671,4194	33	3%
64057,5161	30	3%
64443,6129	32	3%
64829,7097	29	3%
65215,8065	27	3%
65601,9032	21	2%
y mayor...	34	3%
	1000	100%

Anexo 3: Cuadro de Estructura de Costos

Costos Departamento Técnico:

Costos Fijos

Departamento Técnico					
	Costos Directos (\$ Chile)	Semanal	Mensual	Anual	Anual-MUSD
COSTOS FIJOS	Ingeniero Civil Industrial	\$ 323.077	\$ 1.400.000	\$ 16.800.000	\$ 35,000
	Dibujante Proyectista	\$ 115.385	\$ 500.000	\$ 6.000.000	\$ 12,500
	Secretaria/Dibujante	\$ 92.308	\$ 400.000	\$ 4.800.000	\$ 10,000
	Plan Celular	\$ 4.615	\$ 20.000	\$ 240.000	\$ 0,500
	Total	\$ 535.385	\$ 2.320.000	\$ 27.840.000	\$ 58,000
	Depreciación laptop	\$ 865	\$ 3.750	\$ 45.000	\$ 0,094
	Depreciación medidor laser	\$ 64	\$ 278	\$ 3.333	\$ 0,007
	Total	\$ 929	\$ 4.028	\$ 48.333	\$ 0,101

Costos Variables

Departamento Técnico (en \$ Chile)						EN MUSD
	Costos Directos	Cantidad	Costo unitario	Mensual	Anual	Anual
COSTOS VARIABLES	Electricidad	15	\$ 3.333	\$ 50.000	\$ 600.000	\$ 1,25
	Tinta/Tonner	15	\$ 5.333	\$ 80.000	\$ 960.000	\$ 2,00
	Total		\$ 8.667	\$ 130.000	\$ 1.560.000	\$ 3,25

Costos de Inversión

Centro de Costo : DEPARTAMENTO TÉCNICO		
Facility : DEPARTAMENTO TÉCNICO		VALOR MUSD
COSTOS INVERSIÓN	Laptop	\$ 0,563
	Medidor laser	\$ 0,042
	Total	\$ 0,604

Costos Construcción, Instalación y Pruebas

Costos Fijos

Construcción, Instalación y Pruebas					
COSTOS FIJOS	Costos Directos (\$ Chile)	Semanal	Mensual	Anual	Anual-MUSD
	Capataz/Instalador piping	\$ 115.385	\$ 500.000	\$ 6.000.000	\$ 12,500
	Instalador eléctrico	\$ 103.846	\$ 450.000	\$ 5.400.000	\$ 11,250
	Maestro hormigonador/compact.	\$ 69.231	\$ 300.000	\$ 3.600.000	\$ 7,500
	**Ingeniero Construcción	\$ 184.615	\$ 800.000	\$ 9.600.000	\$ 20,000
	2 Plan celular	\$ 9.231	\$ 40.000	\$ 480.000	\$ 1,000
	Total	\$ 482.308	\$ 2.090.000	\$ 25.080.000	\$ 52,250

Depreciación 2 netbook	\$ 962	\$ 4.167	\$ 50.000	\$ 0,104
Depreciación cámara fotográfica	\$ 128	\$ 556	\$ 6.667	\$ 0,014
Total	\$ 1.090	\$ 4.722	\$ 56.667	\$ 0,118

Depr. tanque móvil (c/contenedor)	\$ 18.269	\$ 79.167	\$ 950.000	\$ 1,979
Depreciación surtidor	\$ 2.692	\$ 11.667	\$ 140.000	\$ 0,292
Depr. monitoreo electrónico	\$ 923	\$ 4.000	\$ 48.000	\$ 0,100
Total	\$ 21.885	\$ 94.833	\$ 1.138.000	\$ 2,371

El último cuadro de depreciación, muestra sólo los valores relativos a una Instalación CPC (las cantidades a estimar son las que se indican de acuerdo a la simulación del punto 4.3)

Costos Variables

Estos costos están considerados para cada Instalación CPC que se realice

Construcción, Instalación y Pruebas				
COSTOS VARIABLES	Costos Directos (\$ Chile)	Costo Unitario	Anual	Anual-MUSD
	Isla hormigón 2 x 1m	\$ 26.500	\$ 318.000	\$ 0,66
	2 defensas isla	\$ 36.500	\$ 438.000	\$ 0,91
	Elementos de seguridad	\$ 10.000	\$ 120.000	\$ 0,25
	Cañería y sellos eléctricos	\$ 70.000	\$ 840.000	\$ 1,75
	Piping	\$ 40.000	\$ 480.000	\$ 1,00
	Servicio monitoreo remoto	\$ 15.000	\$ 180.000	\$ 0,38
	Retiro y puesta In Situ Tanque/pre	\$ 90.000	\$ 1.080.000	\$ 2,25
	Total	\$ 288.000	\$ 3.456.000	\$ 7,20

Costos de Inversión

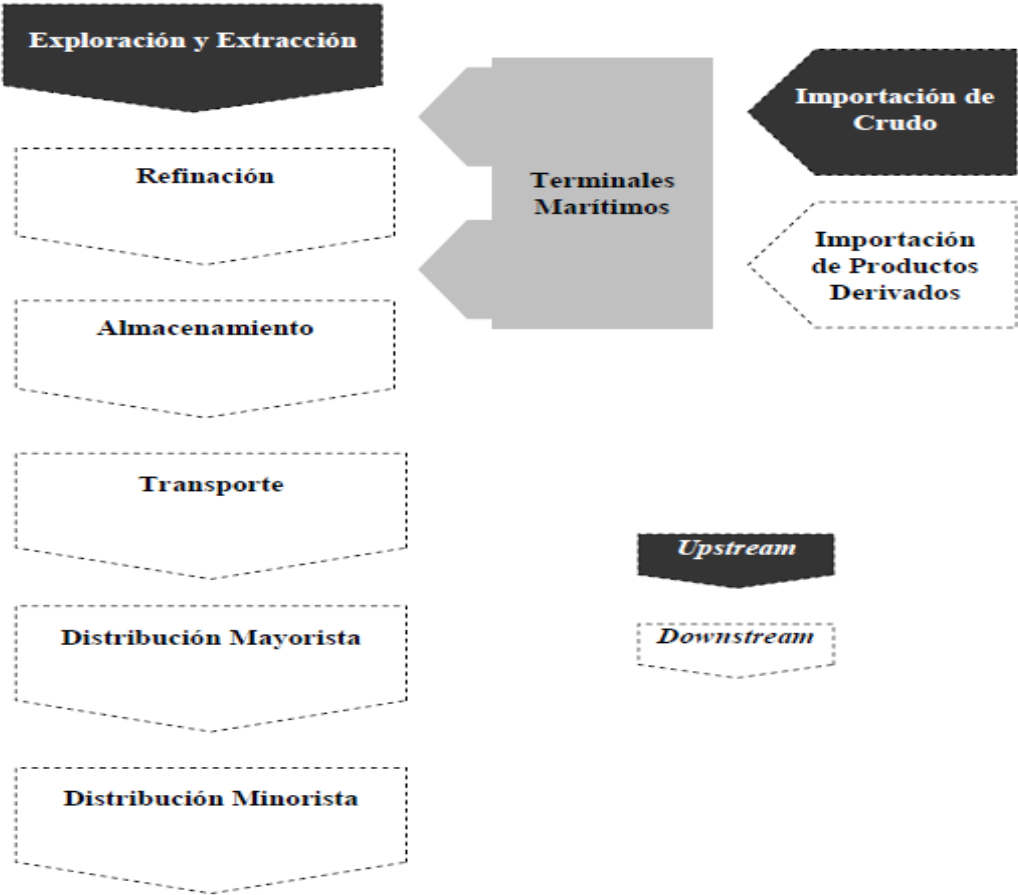
Centro de Costo : CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y PRUEBAS				
Facility : CONSTRUCCIÓN/INSTALACIÓN Y MONTAJE		VALOR MUSD	Facility : PRUEBAS Y CONTROL	
			VALOR MUSD	
COSTOS INVERSIÓN	Tanque móvil (c/contenedor) 25 m	\$ 19,792	Máquina fotográfica	\$ 0,083
	Surtidor industrial	\$ 2,917	Netbook	\$ 0,313
	Sensor monitoreo remoto	\$ 0,600		
	Netbook	\$ 0,313		
	Total	\$ 23,621	Total	\$ 0,396

Anexo 4: Determinación de número de mecánicos para mantenimiento

Mes /Año	Cantidad de tanques x mes	Cantidad de Cliente (Inst. x año)	N° clientes a la fecha Σ	N° clientes a la fecha Σ Z. Central	N° clientes a la fecha Σ Regiones	N° meses correlativos
ene-10	11		11	7	4	1
feb-10	11		22	13	9	2
mar-10	9		31	19	12	3
abr-10	9		40	24	16	4
may-10	10		50	30	20	5
jun-10	12		62	37	25	6
jul-10	13		75	45	30	7
ago-10	11		86	52	34	8
sep-10	10		96	58	38	9
oct-10	8		104	62	42	10
nov-10	6		110	66	44	11
dic-10	14	124	124	74	50	12
ene-11	11		135	81	54	13
feb-11	12		147	88	59	14
mar-11	7		154	92	62	15
abr-11	14		168	101	67	16
may-11	11		179	107	72	17
jun-11	8		187	112	75	18
jul-11	7		194	116	78	19
ago-11	11		205	123	82	20
sep-11	7		212	127	85	21
oct-11	7		219	131	88	22
nov-11	5		224	134	90	23
dic-11	4	104	228	137	91	24
ene-12	5		233	140	93	25
feb-12	5		238	143	95	26
mar-12	13		251	151	100	27
abr-12	12		263	158	105	28
may-12	4		267	160	107	29
jun-12	4		271	163	108	30
jul-12	10		281	169	112	31
ago-12	12		293	176	117	32
sep-12	9		302	181	121	33
oct-12	7		309	185	124	34
nov-12	5		314	188	126	35
dic-12	14	100	328	197	131	36

Anexo 5: Estructura Mercado de los Combustible

El esquema de funcionamiento de la industria de los combustibles presenta su funcionamiento y sus respectivos mercados. En forma general, se separan las actividades que comprenden el “upstream, incluyendo la exploración, extracción, producción de petróleo crudo, de las downstream, que comprenden la refinación del petróleo crudo, almacenamiento y transporte de combustibles, distribución de combustibles a nivel mayorista y nivel minorista, culminando la cadena de la industria en los consumidores finales.



Actividades Upstream : exploración, extracción y producción de petróleo crudo

En este segmento de la industria, la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), tiene un rol muy importante, debido a que es la única empresa que produce y refina petróleo crudo en Chile. Fue fundada el 19 de junio de 1950 para explotar los yacimientos de hidrocarburos de la Región de Magallanes.

En el mercado de Exploración y Extracción de Petróleo Crudo, los yacimientos petrolíferos descubiertos en Chile están concentrados en la Cuenca de Magallanes, en tres zonas denominadas "Distritos": Continente, Isla Tierra del Fuego y Costa Afuera. Actualmente la mayor producción de petróleo crudo y gas natural, proviene de los yacimientos Costa Afuera, que fueron desarrollados a partir de la década de los ochenta.

Los yacimientos petrolíferos que se encuentren en el territorio nacional son de propiedad del Estado. Las reformas estructurales en este mercado comenzaron a fines de la década de los setenta. En 1975 se permitió que el Estado pudiera ejercer la facultad de explotar los yacimientos petrolíferos no solo a través de ENAP directamente, sino que también a través de concesiones administrativas a terceros o bien mediante Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP). Luego en 1978, se liberalizó la distribución mayorista y las importaciones y exportaciones de crudo y derivados. Finalmente, en 1982 se estableció la libertad de precios de los derivados del petróleo. Todos estos cambios permitieron el ingreso de empresas privadas a la exploración en asociación con ENAP así como de nuevos actores en el mercado de distribución de combustibles.

Es importante destacar que el sector de los combustibles es de libre acceso al sector privado a la explotación y exploración, refinación y distribución primaria y secundaria.

Actividades Downstream: Refinación, Almacenamiento y Transporte

En la refinación de petróleo crudo, la producción interna es realizada exclusivamente por ENAP con plantas propias, la que se complementa con importaciones que realizan la misma ENAP y algunos distribuidores mayoristas como Shell Chile S.A.C.eI. La refinería de

petróleo ubicada en Concón comenzó sus operaciones en 1954 junto con el Terminal Quintero, que recibe petróleo crudo del Estrecho de Magallanes. En 1959 se construyó el Terminal Maipú, conectado por oleoducto con la refinería de Concón. Finalmente, en 1966 la Refinería Petrox comenzó a operar en Talcahuano. ENAP realiza las actividades de refinación a través de estas dos plantas de Refinerías ENAP S.A. y, en mucho menor medida, de su Planta Gregorio, ubicada en Magallanes.

ENAP Refinerías Bío-Bío (ex-Petrox) abastece aproximadamente al 40% del mercado nacional siendo su capacidad de almacenamiento de petróleo crudo de aproximadamente 489 Mm³ y su capacidad de refinación en la actualidad de 18 mil m³ por día. ENAP Refinerías Aconcagua (ex- R.P.C.) posee una capacidad de almacenamiento de crudo de aproximadamente 452 Mm³ teniendo una capacidad de refinación actual de 16.330 m³ por día. La producción de la refinería satisface alrededor del 40% del mercado nacional de combustibles. Finalmente, la Refinería Gregorio-Magallanes posee una capacidad de almacenamiento de crudo de aproximadamente 221 mil metros cúbicos. La planta de fraccionamiento o destilación primaria, que procesa crudo a razón de 1.650 m³ por día; es decir básicamente un topping.

Petróleo Crudo Procesado en Chile (m³) - años 2007 y 2008
(última publicación 2010)

REFINERIA	Nacional		Importado	
	2007	2008	2007	2008
Aconcagua (ex-RPC)	566	0	5.256.212	5.773.351
Bío-Bío (ex-PETROX)	32.520	10.318	5.630.762	5.478.893
Gregorio (ENAP-MAG.)	100.960	144.327	414.371	488.016
TOTAL	134.046	154.645	11.301.345	11.740.260

Fuente: Informe Estadístico SEC

En el mercado de Almacenamiento de Productos Derivados del Petróleo, principalmente combustibles líquidos, la empresa dominante es la ex-Empresa Almacenadora de

Combustibles Ltda. (ex-EMALCO), filial de ENAP, que almacena hidrocarburos tanto a empresas filiales de ENAP como a terceros. Sin embargo, existen varias empresas que cuentan con almacenamiento propio como es el caso de COPEC, SHELL y PETROBRAS (EX-ESSO). En total, la capacidad de almacenamiento en terminales de petróleo crudo, combustibles líquidos y gas licuado es de aproximadamente 3,3 millones de m³, total que se distribuye en 35% a petróleo crudo, 7% a gas licuado y 58% a productos limpios y sucios.

En el mercado de Transporte de Combustibles Derivados del Petróleo, los productos refinados son transportados a los clientes mayoristas a través de oleoductos, barcos o camiones. Gran parte de los oleoductos son propiedad de SONACOL S.A. (Sociedad Nacional de Oleoductos), cuyos ductos se concentran en el centro del país. En este caso, es de especial importancia la propiedad y uso de los oleoductos, ya que la estructura propietaria de esta empresa está compuesta por las principales compañías distribuidoras de combustibles líquidos junto a ENAP. Adicionalmente, la otra red de oleoductos, que conecta la refinería ex-Petrox con la planta de almacenamiento en San Fernando, es de propiedad de ENAP Refinerías S.A. (éstas se ubican en Arica, Iquique, Antofagasta, Caldera, Guayacán, Maipú, San Fernando, Chillán, San Vicente, Puerto Montt y Puerto Chacabuco).

En la práctica, más del 70% de los productos refinados destinados al mercado nacional se transportan a través de la red de oleoductos ubicada, principalmente, en la zona central del país. Esta red, sin considerar la existente en la zona de Magallanes, tiene una extensión total cercana a los 825 km. De éstos, 350 km corresponden al poliducto de ENAP que une Talcahuano con San Fernando. A ello se agrega una amplia red de oleoductos, gasoductos y otras líneas en la zona de Magallanes, tanto en tierra como en costa afuera, que permiten la conducción de los productos a los centros de refinación y almacenamiento. En el resto del país el abastecimiento es efectuado por vía marítima.

La empresa SONACOL S.A., hasta hace muy poco, desarrollaba toda su actividad a través de dos unidades de negocios: Sonacol Oleoductos, propietaria y operadora de su red de tuberías; y Sonacol Marítima, armadora, administradora y operadora de buques dedicados al cabotaje y comercio exterior de combustibles, petróleo crudo y otros derivados. SONACOL S.A. es la empresa dominante en el mercado de transporte de combustibles derivados del petróleo, al transportar el 98% de los combustibles a la Región Metropolitana. La red de poliductos de SONACOL al año 2008 se muestra en la Tabla 2. Esta tiene una extensión total de 465 kilómetros y puede transportar poco más de 7,5 Mm³ anuales, siendo sus principales clientes en combustibles líquidos las refinerías de ENAP y las empresas distribuidoras de combustibles COPEC, PETROBRAS, SHELL Y TERPEL.

Poliductos de SONACOL S.A. (publicada hasta el año 2008)

Poliducto Longitud	
Quintero – Concón Línea 1	21,5 kilómetros
Quintero – Concón Línea 2	23 kilómetros
Concón – Maipú Línea 1	134 kilómetros
Concón – Maipú Línea 2	134 kilómetros
San Fernando – Maipú	135 kilómetros
Maipú - Aeropuerto	17,5 kilómetros

Fuente: SONACOL S.A.

La división Sonacol Marítima fue creada en el año 1979 con el fin de complementar la red de oleoductos de la zona central con servicios de transporte por mar hacia y desde los puntos más alejados del país. En el año 2005 se transformó en la Sociedad Nacional Marítima S.A. (SONAMAR), sumando nuevos socios ligados al transporte marítimo en el año 2006. Esta empresa posee una flota de transporte petrolero que al año 2008 supera los 220 mil DWT (acrónimo del término Inglés “Deadweight Tonnage” - peso muerto de la embarcación en toneladas métricas), compuesta por los buques tanques (capacidades de carga): Ancud (6.254 DWT), Abtao (9.145 DWT), Valdivia (66.745 DWT), Estrecho de Magallanes (68.157 DWT) y Papudo (64.896 DWT). Si bien la información en el mercado es que los principales clientes de SONAMAR son ENAP y COPEC, no existen datos públicos

sobre el volumen transportado a las distintas empresas, ni tampoco en qué terminales marítimas operan los distintos buques. Adicionalmente a la capacidad de transporte de SONALCOL S.A. y SONAMAR, las empresas distribuidoras cuentan con flotas de camiones tanques (aljibes) destinados a garantizar el abastecimiento de combustible a zonas alejadas de puertos y/o poliductos. Varias de ellas tienen dicha flota como parte de la empresa o bien tercerizan esta actividad, mientras otras como COPEC la tiene en filiales especializadas. Finalmente, según datos de la Comisión Nacional de Energía, existen 34 terminales marítimas relacionados con hidrocarburos distribuidos a lo largo de todo Chile, pero ubicados principalmente en las regiones no abastecidas por oleoductos (zonas norte y sur del país); no hay datos disponibles acerca de la capacidad de almacenamiento y recepción de buques para cada uno de los terminales.

Mercados Downstream: Almacenamiento y Transporte

En Chile existe un grado importante de integración vertical de las empresas que operan en los distintos mercados hacia la logística. ENAP es la única empresa en el mercado de refinación y está integrada hacia el almacenamiento a través de su ex-filial EMALCO, hacia el transporte marítimo a través de SONAMAR y hacia el transporte por oleoductos a través de SONACOL. Igual situación ocurre con las tres principales empresas distribuidoras mayoristas (COPEC, SHELL y PETROBRAS).

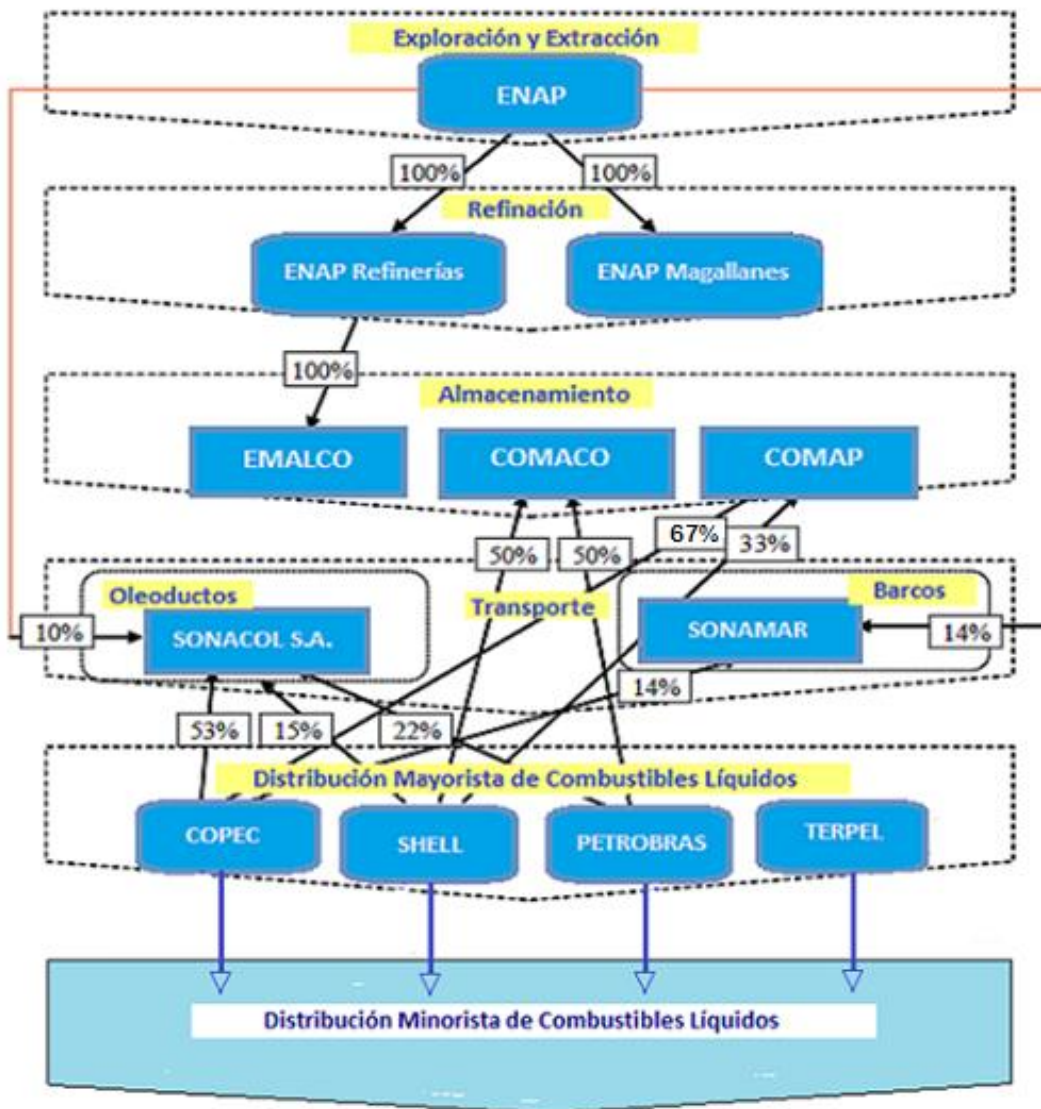
La integración vertical en estos casos puede generar economías de alcance que aumenten la eficiencia en la asignación de recursos, pero también pueden facilitar la exclusión de mercado. En el mercado de almacenamiento de combustibles líquidos, si bien las principales distribuidoras mayoristas invirtieron fuertemente durante los 90s y cuentan con almacenamiento propio, ENAP vía la ex-Emalco sigue siendo un actor importante con una capacidad total de almacenamiento en el país que supera el 70%. Geográficamente, esta empresa estatal dispone de plantas de almacenamiento en el centro y sur del país, de la V a la VIII regiones, además de la XII. En cada una de estas regiones es líder en

capacidad, siendo en la Región Metropolitana su menor participación de almacenamiento con cerca de dos tercios de la capacidad global.

ENAP almacena su propio combustible y además presta servicios de almacenamiento a terceros. Esta política de acceso abierto ha permitido que algunas empresas puedan entrar al mercado de distribución de combustibles sin tener que invertir en almacenamiento (en su tiempo fue el caso de APEX, ENEX, GAZPESA y TEXACO en los 80s y el de YPF en los 90s).

Mercados Downstream: Distribución Mayorista y Minorista de Combustibles Líquidos

La liberalización de la distribución mayorista en 1978 junto con la libertad de precios de los derivados del petróleo en 1982, permitieron la entrada de nuevas empresas a la industria y una mayor competencia. En 1981 entró COMAR al mercado, en 1984 lo hicieron ABASTIBLE, APEX y ENEX y en 1985 GAZPESA, lo cual disminuyó el grado de concentración en este mercado en forma importante en un período de tiempo no muy largo. Sin embargo, en 1987 APEX fue comprada por COPEC y ENEX por SHELL. Posteriormente, en 1995 entró al mercado YPF (luego Repsol-YPF y actualmente TERPEL) adquiriendo primero los 60 locales de GAZPESA y posteriormente en 2001 los de TEXACO. Finalmente, en 2007 TERPEL compró Repsol-YPF, adquiriendo de esta forma 200 locales en Chile. Actualmente, el mercado de distribución se encuentra de nuevo concentrado en pocas empresas, donde las empresas con mayor dominancia siguen teniendo una participación superior al 90% y además están verticalmente integradas hacia los mercados de almacenaje y transporte.



Anexo 6: Capacidades de Transporte de Combustibles de Camiones Aljibe

Configuración de capacidades de los camiones aljibe:

Mamparos (rompeolas) de: 5m³ , 6 m³ y 10 m³

Configuración de tanques de camiones (mamparos):

20 m³ = 5+5+5+5

30 m³ = 6+6+6+6+6 ó 5+5+5+5+5+5

35 m³ = 10+5+5+5+5+5 ó 5+5+5+5+5+5+5



CÁLCULO STOCK MÍNIMO (Sm)

Este modelo de cálculo se aplicará para el consumo de combustible en las instalaciones CPC en un tiempo determinado (N° de días), y el tiempo de reposición de combustible estimado.

Sea :

$$S_m = C * T$$

Donde:

Sm: Stock mínimo

C: Consumo de combustible en días

T: Tiempo de reposición de combustible en días

Los tiempos de reposición serán establecidos para cada instalación CPC de acuerdo al consumo que tenga el punto.

Aparte del stock mínimo se considerará un stock de seguridad que corresponderá a un 10% de acuerdo a experiencia de la compañía.

Para el cálculo del stock de seguridad (Ss):

$$Ss = S_m + 10\%$$

Tiempo de Reposición (Estimado), desde el momento que se conforma la orden de compra.

