Universidad Católica Andrés Bello
Escuela de Postgrado
Especialización en Economía Empresarial
Trabajo Especial de Grado

Análisis de Riesgo del Proyecto:
"Estudio de factibilidad para la instalación de una Planta de Generación de Energía Eléctrica Independiente (IPP) Localizada en la zona Industrial del Estado Carabobo"

Profesor Asesor:
Guillermo Muñoz
Realizado por:
Javier Matány (C.I. V-11.312.477).

Caracas, Junio de 2004.

1. INTRODUCCIÓN:

La evaluación de proyectos implica la modelación de ciertas y determinadas situaciones que se esperan ocurran en el futuro. Estas situaciones son el resultado de la acción de diversas variables, como: precios, costos, volúmenes, tipos de cambio, etc. Algunas variables pueden ser consideradas como determinísticas ya que serán establecidas por quienes desarrollan el proyecto, pero otras tantas son no determinísticas. De tal manera que siempre el factor estocástico o aleatorio está presente en las evaluaciones de proyectos. Este elemento estocástico genera diversos niveles de riesgo para quienes desarrollan el proyecto, ya que pueden afectar de manera más o menos significativa el éxito o fracaso del proyecto, medido por indicadores como lo son la tasa interna de retorno, el valor actual neto, etc.

Considerando las implicaciones del riesgo asociado a la evaluación de proyectos se han desarrollado diversas metodologías que buscan incluir este elemento dentro del proceso de modelación y de alguna forma brindar mayor información y criterios de decisión al momento de realizar evaluaciones. Estas metodologías van desde la simple determinación explícita de los diferentes valores que pudieran tener las variables consideradas no determinísticas, hasta procesos complejos de simulación en donde se consideran diversas funciones de probabilidad y la interacción simultánea de varias variables aleatorias que afectan al proyecto en estudio.

El presente trabajo tiene como finalidad evaluar, a través de la aplicación de diversas técnicas y metodologías, el nivel de riesgo asociado a un proyecto previamente formulado y evaluado para la instalación de una planta de producción independiente de energía eléctrica conocida en el lenguaje especializado como IPP por sus siglas en inglés: Independent Power Producer que se ubicará en el Estado Carabobo. El proyecto de instalación de la IPP, al cual se analizará el riesgo asociado a la inversión, está tomado del trabajo presentado en el curso electivo: "Formulación y Evaluación de Proyectos" en el mes de Febrero de 2004 por Chávez, Sbarra, Palacios y Matány[1].

[1] Chávez, Sbarra, Palacios y Matány (2004)

En la sección 2 se realizará una breve revisión de las diferentes teorías y metodologías relacionadas con el análisis de riesgo y la evaluación de proyectos. Seguidamente, en la sección 3, se presentará un resumen del caso de estudio señalado anteriormente, que será la base para el estudio del riesgo. En la sección 4 es donde, precisamente, se aplicarán las diversas metodologías mencionadas en la sección 2, específicamente el análisis de sensibilidad, el análisis de escenarios y las simulaciones de Montecarlo. Finalmente, en la sección 5, se presentarán conclusiones acerca del riesgo asociado al proyecto descrito, así como recomendaciones para su manejo.

2. LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS Y EL RIESGO:

La evaluación de proyectos implica la representación simplificada de una realidad económica, técnica o social a través de la modelación matemática y el análisis de una serie de variables relacionadas con la iniciativa que se estudia. El modelo básico para la evaluación de proyectos es el que se conoce como Flujo de Caja, a través del cual y con una serie de supuestos y parámetros preestablecidos se determinan elementos como: volúmenes de producción y venta, utilidad neta, etc. Finalmente se determina el movimiento neto de efectivo para cada uno de los períodos en estudio, al cual se aplica una tasa de descuento y se estima un Valor Actual Neto (VAN).

2.1. Riesgo:

La definición más rigurosa de riesgo se refiere al grado de variabilidad de una variable aleatoria con respecto a su valor esperado. Por esta razón los indicadores estadísticos de riesgo son precisamente la varianza y la desviación estándar, que reflejan un valor promedio estimado de esta variabilidad.

Cuando hablamos de riesgo y evaluación de proyectos hacemos referencia a una serie de variables con componentes estocásticos que afectan la rentabilidad del proyecto. Es por ello que podemos analizar, por ejemplo, al VAN del proyecto como una variable aleatoria o como una función de una o más variables aleatorias. En este sentido al hablar de riesgo nos referimos al grado de variabilidad del VAN con respecto a su valor esperado o esperanza estadística, o lo que es lo mismo hablamos de su varianza o desviación estándar. Esta variabilidad está asociada a valores superiores o inferiores del VAN con respecto a su valor esperado. Es decir que el riesgo de un proyecto implica tanto la posibilidad de tener una mayor rentabilidad como la de tener una menor rentabilidad o pérdida.

Sin embargo en la evaluación de riesgo del proyecto no es suficiente conocer el valor esperado del VAN y su varianza, sino también otros elementos o criterios de decisión como por ejemplo la probabilidad de que el VAN sea mayor que cero.

2.1.1. Riesgo e Incertidumbre:

Es importante destacar la diferencia que existe en la literatura entre lo que se considera riesgo y lo que se considera incertidumbre. De acuerdo a Knight (1921) existe una diferenciación determinada por el uso de probabilidades objetivas o subjetivas[2].

En términos generales pudiese diferenciarse riesgo e incertidumbre de la siguiente forma[3]: en el riesgo existe conocimiento de posibles resultados y de su función de probabilidades, mientras que en la incertidumbre existe conocimiento de posibles resultados pero no es factible asignarles probabilidades.

En cierta forma la diferencia entre la incertidumbre y el riesgo se basa en la información disponible y los recursos técnicos disponibles. Podría pensarse que con la información necesaria y los recursos necesarios, siempre pudiese determinarse alguna función probabilística para los diferentes resultados posibles de una variable. Sin embargo, en la realidad nos enfrentamos a información limitada y recursos técnicos limitados, por lo cual habrá situaciones en que la incertidumbre no pueda ser transformada en riesgo. Sin embargo, en el presente trabajo nos referiremos a situaciones de riesgo, en donde es posible establecer algún tipo de función de probabilidades para los resultados posibles.

2.1.2. Distribución Normal:

La distribución normal es probablemente la distribución de probabilidades teórica más estudiada y analizada en casi todas las disciplinas científicas. La razón de ello es la alta frecuencia con la que distintos fenómenos naturales siguen un comportamiento similar a

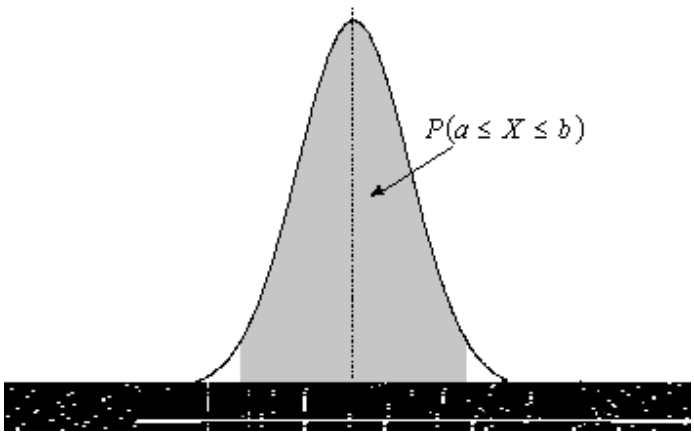
[2] Mas-Colell, Whinston y Green (1995)
[3] Vélez (2003)

esta distribución. La función normal fue estudiada inicialmente por Abraham de Moivre, pero fue Carl Friedrich Gauss quien realizó estudios profundos y formula la ecuación de la curva que es conocida como "Campana de Gauss". La distribución normal está determinada por dos parámetros fundamentales: la media y la desviación estándar, denotados generalmente por μ y σ respectivamente.

Entre las propiedades de la distribución normal se encuentran:

- Tiene una única moda que coincide con su media y mediana.
- Es asintótica al eje de las abscisas, por lo cual se puede representar cualquier valor entre + y – infinito.
- Es simétrica con respecto a su media (μ), por lo cual existe 50% de probabilidades de observar un valor por encima o por debajo de la media.
- Entre el punto de inflexión de la curva y la media existe una distancia igual a su desviación estándar (σ). A medida que la desviación estándar es mayor la campana es más aplanada, ya que los valores son más dispersos. La probabilidad de observar valores en una distancia de dos desviaciones estándar por arriba y por debajo de la media es de 95%.

En la figura anexa se puede observar la característica "Campana de Gauss" o curva de la distribución normal.



2.1.2.1. Media:

La media es un promedio de los diferentes valores posibles de la variable aleatoria ponderados por su probabilidad de ocurrencia. En líneas generales se puede denotar como:

$$\mu = \sum_{i=1}^{n} X_1 f(X_1)$$

En donde f(x) es la función de probabilidad.

2.1.2.2. Varianza y Desviación Estándar:

La varianza es un promedio que refleja la dispersión de los valores con respecto a su media. Su fórmula es:

$$Var(x) = \sigma^2 = E\left[(X-\mu)^2\right]$$

La desviación estándar es otro indicador de dispersión y está definido como la raíz cuadrada de la varianza:

$$DE = \sigma = \sqrt{E\left[(X-\mu)^2\right]}$$

2.2. Evaluación de Proyectos y Riesgo:

En la evaluación de proyectos, la forma más simplificada de considerar el factor riesgo es aquella que considera valores estimados para las variables, basados en diversos criterios objetivos y subjetivos. Es decir, para aquellas variables no determinísticas se establecen valores probables con los cuales se construyen los modelos de Flujo de Caja y se determina el VAN. Comúnmente se comete el error, al aplicar esta metodología, de no resaltar explícitamente que esta evaluación está basada en ciertos valores supuestos de

esas variables y que si éstos fueran distintos la evaluación resultante y por ende el VAN, también lo sería.

Una vez que se reconoce explícitamente que la evaluación del proyecto está basada en valores preestablecidos para estas variables no determinísticas, el siguiente paso lógico es estudiar cuáles son los otros posibles valores de estas variables y su correspondiente impacto en la evaluación o en el VAN del proyecto.

La determinación de los posibles valores de las variables no determinísticas se puede hacer a través de diferentes metodologías, tales como: la consulta de expertos, el estudio de data histórica, la utilización de modelos de proyección estadísticos, etc. A través de estos mecanismos se pueden determinar un conjunto de posibles valores para cada una de las variables. Estos conjuntos de valores pueden ser discretos o contener rangos continuos.

La determinación del impacto de estos posibles valores sobre la evaluación del proyecto ha seguido diversas metodologías, que van desde las más sencillas hasta las más complejas.

2.2.1. Análisis de Sensibilidad:

Quizás el enfoque más sencillo es el Análisis de Sensibilidad, en el cual se trata de aislar el impacto de la variación de ciertas variables en la rentabilidad del proyecto. Inicialmente este enfoque puede abarcar todas las variables aleatorias del proyecto, para posteriormente determinar las de mayor impacto en la rentabilidad del mismo. Una vez que se determina este conjunto de variables claves o críticas se procede a realizar un análisis más riguroso e interpretativo de los resultados.

En un primer momento podría considerarse variaciones porcentuales específicas e idénticas para todas las variable en estudio, por ejemplo 1%, 5%, 10% ó 0.5% dependiendo de la naturaleza del proyecto. Y aislando el efecto del cambio en cada una

de ellas, es decir manteniendo todas las demás variables constantes, determinar el impacto porcentual sobre el VAN del proyecto. Por ejemplo: una variación de precios en el año 0 en un proyecto del 1% podría producir un incremento del VAN de 1.5%. Luego de realizado este procedimiento con cada una de las variables, se jerarquizan de acuerdo al impacto que tienen sobre el VAN del proyecto. Es decir, ordenándolas de acuerdo al valor absoluto del % de variación que producen en el VAN. Hablamos de valor absoluto porque el efecto sobre el VAN puede ser positivo o negativo para cada una de las variables y cuando hablamos de jerarquizar por el impacto sobre el VAN nos referimos tanto a incrementos como a disminuciones del mismo. Estamos interesados en saber cuáles son las variables que mejoran o empeoran la rentabilidad del proyecto.

En la metodología presentada anteriormente existe un problema a ser considerado. Al asumir variaciones porcentuales iguales para cada una de las variables, no estamos considerando la naturaleza de cada una de ellas. Es decir, parecería lógica la variación de 10% en el volumen de venta del producto en el año 1, pero no se considera factible una variación del 10% del Índice de Precios al Consumidor en el primer mes de venta del producto. En pocas palabras no se ha considerado cual es la variabilidad intrínseca de cada una de las variables aleatorias[4]. Para solventar esta crítica pueden analizarse inicialmente cada una de las variables, determinarse cuales son los rangos máximos y mínimos de sus posibles valores y determinar su varianza o desviación estándar. A partir de esta información podría emplearse el método descrito previamente de aislar el efecto de cada variable sobre el VAN, pero con la salvedad de variar el valor de cada una de ellas en la magnitud de su desviación estándar. Para el cálculo de las desviaciones estándares estimadas de las variables se puede utilizar la siguiente formula[5]:

$$Desviación\ EstándarEs\ timada = \frac{(ValorMáxim\ oEstimado - ValorMínim\ oEstimado)}{6}$$

[4] Vélez (2003)
[5] Vélez (2003)

A través de esta fórmula se asume que casi el 100% de las observaciones en una distribución normal están en una rango de 6 desviaciones estándar, tres por arriba y tres por debajo de la media.

Una vez seleccionadas las variables consideradas críticas, se determinan valores del VAN para los diferentes valores posibles de estas variables. Para esto pueden utilizarse tablas de una entrada o doble entrada, dependiendo de si se consideran las variaciones simultáneas de una o dos variables.

2.2.2. Análisis de Escenarios:

Considerando las mismas variables determinadas anteriormente como críticas en el proyecto, por su impacto en el VAN, se puede aplicar otra metodología para la evaluación de riesgo conocida como Análisis de Escenarios. En este caso se definen un cierto número de diferentes vectores de valores para estas variables críticas y se evalúa la rentabilidad de proyectos con estos supuestos. En términos prácticos las empresas determinan por ejemplo tres escenarios para un determinado proyecto: uno optimista, uno pesimista y uno considerado como el más probable. En el escenario optimista se determina un vector de valores para las variables no determinísticas críticas considerando los eventos más favorables para el proyecto. En el escenario pesimista, de manera análoga, se determina un vector con los eventos menos favorables para el proyecto. Finalmente, en el escenario más probable se determina un vector con los valores considerados más probables. De esta manera, en lugar de disponer de un único set de indicadores (VAN, TIR, Payback, etc.) para el proyecto, se dispondrán de tres (en el ejemplo) o del número de escenarios establecidos. Con esta metodología se reconoce explícitamente la variabilidad o riesgo del proyecto y se establecen diversos resultados posibles para el VAN del mismo. Sin embargo, hasta este momento no se ha hecho referencia a las probabilidades de ocurrencia de uno u otro escenario.

2.2.3. Simulaciones:

El análisis de escenarios es limitado en el sentido que no permite determinar la probabilidad de ocurrencia de determinados valores del VAN del proyecto, pero adicionalmente no permite estudiar explícitamente todos los posibles resultados que ocurren como consecuencia de todas las combinaciones posibles de valores de las variables críticas. Únicamente se estudian aquellas combinaciones definidas en cada uno de los escenarios. Las simulaciones tratan justamente de solventar estas deficiencias como una manera de imitar el comportamiento a través de modelos.

Las simulaciones son métodos analíticos que imitan el comportamiento de un sistema del mundo real a través del tiempo. El proceso de simulación es justamente la ejecución de un modelo, compuesto por un conjunto de hipótesis expresadas con relaciones matemáticas a través del tiempo, de manera de generar muestras representativas del comportamiento del sistema. La simulación se basa en salidas o resultados aleatorios y por ende sus resultados son analizados empleando técnicas de inferencia estadística.

Las simulaciones pueden ser estáticas o dinámicas. Las simulaciones estáticas son aquellas que emplean la representación de un sistema en un instante de tiempo determinado, mientras que la simulación dinámica implica la evolución del sistema en el tiempo.

2.2.3.1. Simulaciones de Montecarlo:

Las simulaciones de Montecarlo es una de las técnicas de simulación estáticas más difundida. Su nombre se origina justamente del famoso casino ubicado en Mónaco, cuyo atractivo evidentemente son los juegos de azar que exhiben una naturaleza de resultados aleatorios. La técnica de Montecarlo se basa en la generación de números aleatorios para simular el modelo en estudio. De manera repetitiva son generadas series de números aleatorios que determinan valores de las variables del modelo de acuerdo a funciones de probabilidad determinadas previamente. Para cada una de estas series de números

aleatorios es posible estimar el VAN del proyecto. Al realizar repetidamente este proceso se obtendrá una muestra suficientemente representativa de los resultados posibles, considerando las definiciones previas de las variables aleatorias o no determinísticas.

A fines de ilustrar el proceso de simulación de Montecarlo realizaremos una breve referencia a los números aleatorios y la generación de resultados. Anteriormente los números aleatorios empleados para procesos de simulación provenían de tablas generadas especialmente para ello, hoy en día los números son generados directamente por el computador donde se realiza la simulación cumpliendo todas las condiciones establecidas para ello. Para el proceso de simulación se utilizan los dígitos del 0 al 9 para la generación de las observaciones aleatorias, estos dígitos tienen la misma probabilidad de ser extraídos en cada repetición.

Observaremos el siguiente ejemplo para describir el proceso. Se tiene una estimación de ventas para el primer año en el lanzamiento de un producto, de manera que se pueden establecer las siguientes probabilidades:

Ventas en Unidades del Nuevo Producto	Probabilidad
100,000	20%
150,000	35%
200,000	35%
250,000	10%

Seguidamente se establecen números aleatorios, en este caso de dos dígitos, a estos resultados:

Ventas en Unidades del Nuevo Producto	Probabilidad	Números Aleatorios
100,000	20%	0-19
150,000	35%	20-54
200,000	35%	55-89
250,000	10%	90-99

Se procede entonces a extraer números aleatorios repetidamente. Si por ejemplo se extraen primero el número 25 se establece una venta de 150,000 unidades como el resultado de la primera corrida. Si seguidamente se extrae el número 07 se establece una venta de 100,000 unidades como resultados de la segunda corrida. Este proceso se repite un gran número de veces de manera de obtener una muestra de resultados que se considere representativa.

Un punto importante a ser considerado es el número de repeticiones o simulaciones que deben realizarse. Una forma de determinar el número adecuado de simulaciones es analizando el resultado obtenido, si se observa que luego de cierto número la probabilidad de éxito o fracaso del proyecto se estabiliza podría pensarse que se ha alcanzado el número de repeticiones necesarias. Sin embargo existe una alternativa más rigurosa que consiste en calcular la varianza del resultado para un cierto número de simulaciones. Si se asume que la distribución del resultado es una variable normal se puede determinar:

$$n = \frac{z^2 \times \sigma^2}{e^2}$$

En donde:
n es el tamaño de la muestra
z es la variable normal con $\mu=0$ y $\sigma=1$ para el nivel de confianza deseado
e es el error absoluto esperado

2.2.3.2. Crystalball:

En el presente trabajo haremos uso del software conocido como Crystal Ball para la realización de simulaciones de Montecarlo. Esta herramienta está diseñada específicamente para el análisis de riesgo de proyectos a través de simulaciones integrándose el software a una hoja de cálculo en EXCEL. Para su utilización primeramente deben determinarse cuales son las variables aleatorias a simular, cuales son sus correspondientes funciones de probabilidad y cuales son sus posibles valores.

Una vez definidos estos parámetros y asociados a la hoja de cálculo del flujo de caja del proyecto, se procede a correr las simulaciones. El software determina números aleatorios y los aplica a las funciones de probabilidades pre-definidas de manera de generar valores diferentes para cada una de la variables, obteniéndose distintos valores para el VAN del proyecto. Este proceso se repite de manera iterativa y se van almacenando cada uno de los resultados obtenidos. Al final del proceso se pueden analizar estadísticamente los resultados obtenidos en todas las iteraciones y determinar conclusiones y recomendaciones.

3. CASO DE ESTUDIO:

En esta sección se definirá el caso de estudio que se empleará para el análisis de riesgo. Como se ha hecho mención previamente, se empleará una evaluación de proyectos presentada para la instalación de una planta de generación de electricidad de pequeña escala en el Estado Carabobo[6] que se modificará con la intención de actualizar algunos de los parámetros utilizados inicialmente.

Se han realizado una serie de modificaciones a la versión inicial del proyecto con fines de mejora, simplificación y otros referidos a la actualización de ciertos parámetros como: la tasa de cambio a Bs. 1,920, los costos del gas y tarifas eléctricas correspondientes al año 1 y la tasa de descuento, entre otros.

Para el presente trabajo, utilizaremos únicamente el flujo de caja desde el punto de vista del inversionista que se asume como una persona jurídica con experiencia en el sector eléctrico e inversiones en otros proyectos eléctricos en el país.

IPP (Independent Power Producer):

Esta es una de las más nuevas modalidades de empresas eléctricas en el mundo. La propiedad de estas empresas se limita a la planta generadora. Transportan la energía que producen con líneas de transmisión de sus propios clientes o establecen alianzas con empresas transmisoras para "enviar" su producto hasta el cliente final. Evidentemente estas empresas sólo pueden atender a los clientes que estén geográficamente cercanos ya que de otro modo no serían competitivos ante los grandes generadores.

La razón que justifica la instalación de plantas generadoras de pequeño tamaño está basada en el aprovechamiento de importantes ventajas a nivel de los costos. Si bien la generación de electricidad en grandes plantas hidroeléctricas tiene costos asociados muy bajos, la transmisión y distribución de esta energía genera costos adicionales

[6] Chávez, Sbarra, Palacios y Matány (2004)

considerables y requiere de una gran infraestructura muchas veces de gran complejidad. Las plantas independientes de pequeña escala, conocidas como IPP, si bien poseen costos de generación más elevados que las grandes plantas generadoras, prácticamente no poseen costos de transmisión y distribución. Esto se debe a que están ubicadas directamente en las áreas industriales o comerciales de gran consumo. Adicionalmente las IPP presentan niveles de confiabilidad en el suministro de energía mucho más altos debido a que no están sujetos a las fallas que afectan a las grandes líneas de transmisión y distribución.

3.1. Resumen General del Proyecto:

3.1.1. El Mercado

Tipología de Sistema de Generación:

El Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) es básicamente un sistema cerrado y un mercado en donde las distintas compañías propietarias de las plantas generadoras "intercambian" paquetes de energía cuando se presentan déficit o superávit de potencia en las mismas. Estos intercambios, internos o dentro del sistema, representan operaciones de compra y venta de energía. Algunos operadores del sistema son netamente generadores, por ejemplo, vendiendo su producción a otras empresas que se encargan de su distribución y comercialización. Con respecto a operaciones fuera del sistema, aunque se cuenta con conexiones con el mercado colombiano a través de la línea de transmisión Cuatricentenario-Cuestecitas y con el mercado brasileño con la línea Las Claritas-Santa Elena-Boa Vista, estos intercambios son limitados por razones de índole técnica, económica y legal. Esto quiere decir, que la administración del sistema busca la generación económica tratando de no producir excedentes de energía eléctrica que posteriormente deban ser entregados a Colombia o Brasil. Con ello se optimiza la administración del sistema.

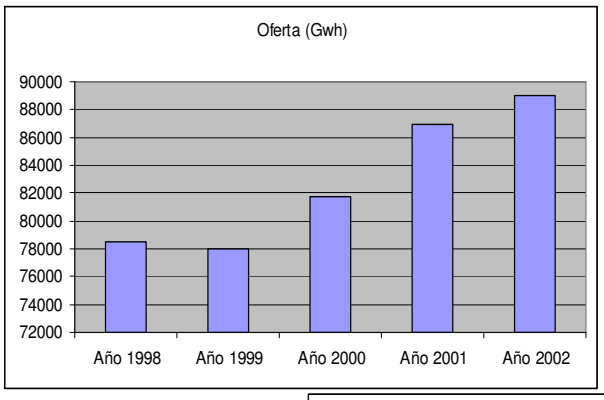
Venezuela genera la mayor parte de su energía en fuentes hídricas a costos muy bajos (en las fuentes). Así, cuando cualquiera de las compañías eléctricas no puede satisfacer la demanda en una determinada hora, adquiere a EDELCA (la mayor generadora hidroeléctrica) "paquetes de energía" que luego son comercializados por el comprador. Esta operación incrementa los costos al usuario final por el esfuerzo que es requerido para las actividades de transporte de la electricidad desde las fuentes (Guri, Macagua, etc.) hasta el cliente final.

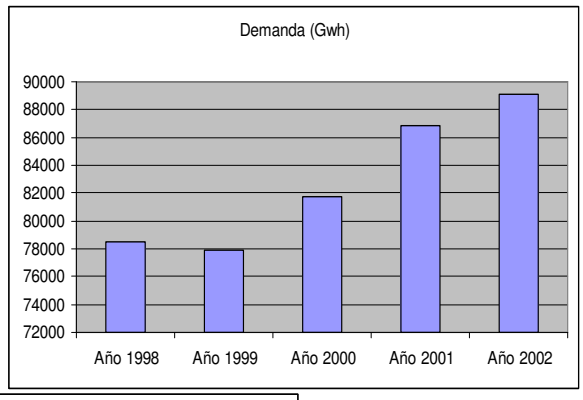
Por esta razón, una comparación de la energía generada neta (que representa la oferta en el mercado nacional) y la energía consumida neta (que representa la demanda neta) siempre arrojará valores muy similares y aproximados. El diferencial entre ambos representa los intercambios netos del S.I.N. respecto a los otros dos mercados con los que interactuamos, tal como lo son el colombiano y el brasileño.

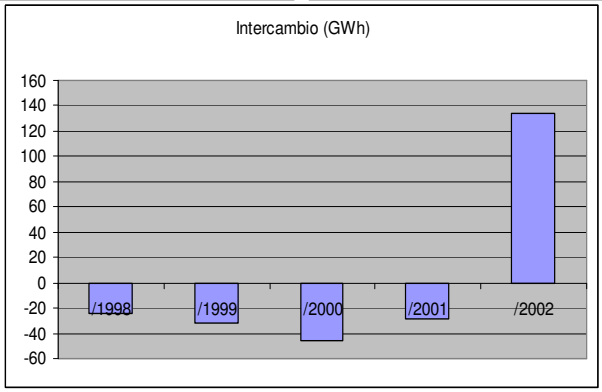
Adicionalmente, al obtener este valor a nivel de sistema interconectado nacional, se hace complicado el análisis respecto a las regiones seleccionadas como potenciales para el desarrollo del proyecto I.P.P. sin embargo, dicho análisis permite evaluar la condición del sistema como "un todo" y reforzar la pertinencia o no de proceder con el proyecto desde el punto de vista técnico. A continuación mostramos el resultado de este balance de energía.

Años	Energía Generada Neta (GWh) (Oferta)	Energía Consumida Neta (GWh) (Demanda)	Energía Intercambiada Neta (GWh) (Faltantes / Excedentes)
1998	78.514	78.490	(24)
1999	77.972	77.940	(32)
2000	81.746	81.700	(46)
2001	86.920	86.892	(29)
2002	89.013	89.147	134

Fuente: Caveinel y EDC.







Un indicador de interés en el estudio anterior tiene que ver con la energía intercambiada. El año 2002 se mostró como un año atípico en cuanto a los intercambios de energía del S.I.N. En este sentido, durante el periodo 1998-2001 el balance de intercambio de energía había estado a favor de Venezuela, promediando 32,8 GWh /año; no ocurriendo así en el 2002, cuando el balance resultó con la entrega de 134 GWh por parte de Colombia. Este es un indicador importante del estado general en que se encuentra el sistema a fin de poder cubrir la demanda.

Crecimiento de la demanda vs. inversión.

La estructura de capital en la industria eléctrica es del tipo "intensivo". Esto es, se requieren cuantiosos recursos para la construcción de una planta de generación (o cualquier otro activo del sector como líneas de transmisión, etc.) y la recuperación de la inversión implica largos plazos. Si a esto añadimos que por razones técnicas una planta de grandes dimensiones requiere de dilatados tiempos de construcción y puesta en servicio, comenzamos a comprender que cualquier proyecto de "corto plazo" en el sector implica un periodo mínimo de cinco años.

Existe todo un tema de discusión en el sector acerca de la magnitud ideal que debe existir entre la oferta que se debe poner a disposición del mercado y la demanda existente a fin de cubrir con seguridad los picos de demanda y el crecimiento proyectado de una manera económicamente rentable. En todo caso, la función vinculante de estos dos valores establece como un parámetro general la siguiente relación:

(Oferta generación) $Og = 1.25\ Dg$ (Demanda generación)

Es decir, la oferta debe ubicarse un 25% por encima de la demanda esperada. Esta condición de diseño viene dada porque los sistemas de generación se proyectan con la idea de poder cubrir las demandas máximas que se puedan presentar en el sistema (no las

demandas promedios). Sobre todo en un sistema "cerrado" como el venezolano donde la capacidad de interconexión con otros países tiene limitaciones técnicas. Cuando la demanda representa un 80% de la oferta que se puede colocar en el mercado (es decir, la oferta se coloca un 20% por encima de la demanda esperada) se estaría hablando de una condición de operación de "baja confiabilidad".

Comportamiento de la Oferta y Demanda conjunta Nacional:

A fin de comparar el comportamiento de la oferta y la demanda en forma conjunta, se preparó un análisis en base a los comportamientos históricos y las proyecciones tanto de la oferta entregada como de la demanda proyectada a nivel nacional (medida en términos de capacidad eléctrica, esto es la unidad de medida Mw). Esto se logró al combinar la estadística suministrada por OPSIS respecto a la capacidad instalada y la demanda máxima en un periodo que comprende desde 1998 hasta el año 2002.

Capacidad de generación instalada (Oferta):

La oferta eléctrica viene representada por la energía suministrada al S.I.N. (Sistema Interconectado Nacional) por las empresas propietarias del parque de generación. Durante el periodo seleccionado **la capacidad nominal del S.I.N. disminuyó en 0,64%** al registrar 19.569 Mw (nominales) durante el año 2002. Sin embargo, esta capacidad se ve afectada por el factor de indisponibilidad correspondiente a cada uno de los años. El resultado de esta medición se muestra en la tabla anexa (Fuente: Caveinel):

	Capacidad Nominal (Mw)	Factor de Indisponibilidad	Capacidad Real (Mw)
1998	19.696	14,5	16.840
1999	19.419	13,8	16.739
2000	19.549	13,6	16.890
2001	19.635	14,7	16.748
2002	19.569	15,5	16.535

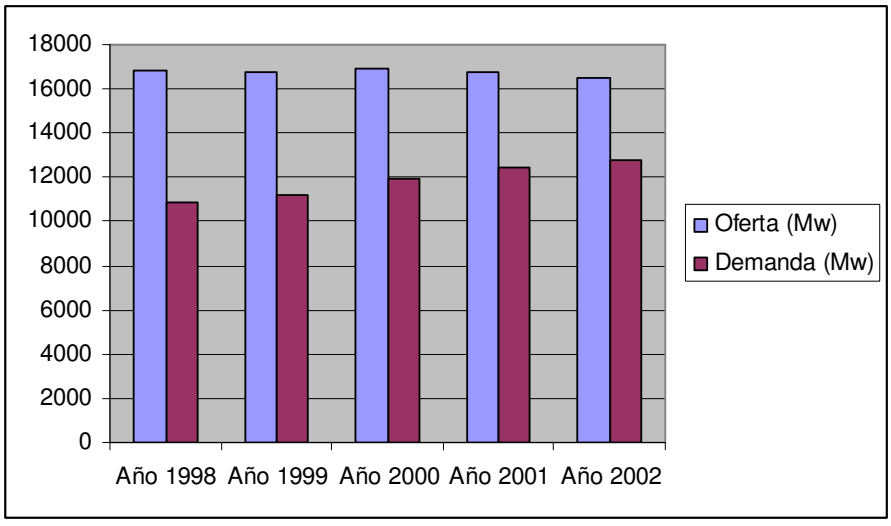
Se puede observar que en el período, prácticamente el parque de generación no ha incrementado su capacidad nominal. Con ello, ante paradas programadas o forzadas la capacidad real es sensiblemente menor, aunque sigue el mismo patrón de la capacidad nominal en cuanto a su estabilidad de oferta al sistema.

Demanda Máxima (Demanda):

En lo que a la demanda se refiere, el periodo 1998-2002 se caracterizó por presentar un crecimiento interanual de 4,24%, al pasar de 10.854 Mw en 1998 a 12.813 Mw en 2002. Las demandas máximas registradas en el sistema se muestran a continuación (Fuente: Caveinel):

Años	Demanda máxima (Mw)
1998	10.854
1999	11.230
2000	11.938
2001	12.463
2002	12.813

La conclusión más relevante que se extrae de esta data se observa al comparar los comportamientos de la oferta y de la demanda en forma conjunta. De esta comparación vemos que mientras la oferta del parque de generación ha permanecido prácticamente estancada, la demanda ha venido creciendo a razón de 490 Mw /año como promedio. Esta relación puede evidenciarse en la gráfica mostrada a continuación:



Proyección del comportamiento de la Demanda y la Oferta:

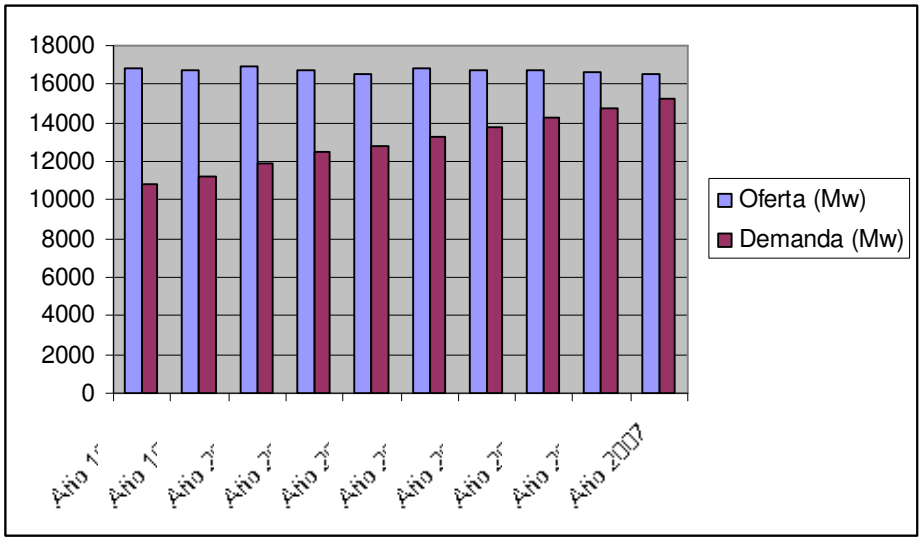
Se mencionó que un parámetro de aceptación general para medir la confiabilidad de un sistema de generación se relaciona con que los niveles de la oferta deben ubicarse un 25% más elevado que los niveles de demanda. Con una condición de diseño por debajo de este estándar se hace atractiva la entrada de nuevos generadores en el parque de generación (desde el punto de vista técnico). A fin de validar esta condición, la tabla anexa muestra el comportamiento de este parámetro y su proyección a cinco años.

Años	**Oferta (Mw)**	**Demanda (Mw)**	**Diferencial Oferta/Demanda (%)**
1998	16.840	10.854	35,50
1999	16.739	11.230	32,90
2000	16.890	11.938	29,30
2001	16.748	12.463	25,50
2002	16.535	12.813	22,50
Proyección	**Oferta (Mw)**	**Demanda (Mw)**	**Diferencial Oferta/Demanda (%)**
2003	16.835 (*)	13.303	20,98
2004	16.759	13.793	17,70
2005	16.683	14.283	14,38
2006	16.607	14.773	11,04
2007	16.530	15.263	7,66

(*) Incluye incorporación de 2 unidades de 150 Mw en la planta Termo Zulia. Enelven. Nov. 2003.

Esta proyección se elaboró tomando en cuenta el comportamiento histórico de las series de oferta y demanda para los año 1998 al 2002. Para la oferta se consideró una contracción promedio de 76,25 Mw /año y para la demanda una expansión promedio de 490 Mw /año. Sólo se excluyó de este patrón al año 2003 ya que la incorporación de las dos unidades de Termo Zulia era un hecho al momento de analizar esta data.

El resultado de este estudio nos muestra cómo para el momento de emisión de este informe (2003), se ha alcanzado el umbral de "baja confiabilidad" con la oferta ubicada un 20,98 % por encima de la demanda, aún con la entrada de dos unidades de 150 Mw. La gráfica anexa nos muestra como este diferencial se va acortando significativamente de continuar la tendencia histórica de ambas series.



La aparición de este fenómeno se debe, entre otras causales, al rezago experimentado en las inversiones del sector desde antes del año 1998 y a la permanencia de esta condición en los cinco años siguientes. Vemos como en el año 1998 la oferta superaba a la demanda en un 35,5% pero en apenas tres años este factor se desploma en un 10% para ubicarse al término del año 2001 en el umbral aceptado de 25%. Sólo un enorme esfuerzo del mayor promotor del sector, tal como lo es el estado, o la incorporación de nuevos inversionistas pueden revertir la tendencia deficitaria del parque de generación venezolano.

Sin embargo, se tienen serias dudas en cuanto a la participación concreta del estado en nuevas inversiones del sector (motivado a las condiciones económicas presentes en la hacienda pública) y a la tendencia natural de este promotor en desarrollar proyectos de generación de gran alcance que demandan ingentes recursos monetarios, comúnmente con el auxilio financiero de entes multilaterales. Este esquema de promoción es comprensible en el estado ya que económicamente le es más rentable realizar un gran esfuerzo financiero que posteriormente beneficiaría a grandes sectores de la población.

Bajo este escenario, la aparición de productores independientes de energía (I.P.P. por sus siglas en inglés) se ve estimulada, ya que el rol de generador que anteriormente asumía el estado, viene progresivamente abandonándose, no por falta de interés del mismo, sino evidentemente por la escasez de recursos necesarios para acometer este tipo de proyectos.

Planes de expansión en generación:

En el sistema de generación, las empresas tienen los siguientes proyectos de expansión durante el periodo 2003-2007.

CADAFE

- ✓ Central hidroeléctrica La Vueltosa, con dos unidades de 257 Mw para un total de 514 Mw. En servicio a partir del año 2005.
- ✓ Central hidroeléctrica Masparro, con una capacidad de 25 Mw en servicio a partir del año 2005.

EDELCA

- ✓ Entrada en servicio de las cuatro primeras unidades de Caruachi (2004), cuatro más para el 2005, tres unidades en el 2006 y una el año 2007. Capacidad total de 2.160 Mw. Este es el proyecto que vendría a complementar las demandas proyectadas del país en los próximos cinco años.

EDC

- ✓ Planta la Raiza, con dos unidades de 100 Mw cada una, para el año 2005.
- ✓ Planta el Sitio con 500Mw para el año 2007.

ENELVEN

- ✓ Ampliación Ramón Laguna con dos unidades de turbo gas de 150 Mw cada una para el año 2007.

I.P.P. YARACUY

- ✓ Finalmente hay que destacar la entrada de un productor independiente que construye la planta Termo Yaracuy con dos unidades de 43 Mw previstas para el año 2004.

Finalmente se debe destacar que la mayoría de estos proyectos de expansión se ubican fuera de las áreas geográficas seleccionadas en este estudio como potenciales receptoras de una I.P.P. Sólo los proyectos de ENELVEN con 300 Mw e I.P.P. Yaracuy con 86 Mw están ubicados en las zonas de interés con una capacidad a instalar muy modesta entre los dos proyectos (386 Mw en conjunto).

En cuanto a la factibilidad de que estos proyectos sean puestos en marcha en las fechas anunciadas, la probabilidad de ocurrencia de estos eventos es baja. Como ejemplo, el complejo Uribante-Caparo entró en servicio con un retraso de seis años respecto a la fecha proyectada de culminación. Este pareciera ser el destino del complejo Caruachi, el

cual concluyó su etapa de construcción hace más de tres años y sin embargo no se han adquirido ni instalado las máquinas correspondientes.

De igual forma ha ocurrido en el sector privado, donde la EDC ha pospuesto durante cinco años consecutivos el inicio de la construcción de las plantas el Sitio y la Raiza. Esto es un indicador de cual es la inclinación de la competencia a ejecutar estos proyectos.

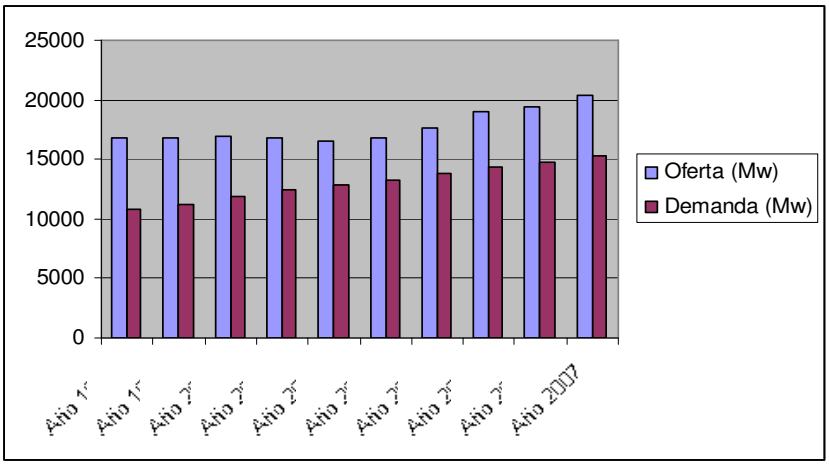
En todo caso, si estos proyectos se llegaran a ejecutar y su entrada en servicio se diera en las fechas anunciadas, las proyecciones de oferta y demanda quedan como se muestra a continuación.

Años	**Oferta (Mw)**	**Demanda (Mw)**	**Diferencial Oferta/Demanda (%)**
1998	16.840	10.854	35,50
1999	16.739	11.230	32,90
2000	16.890	11.938	29,30
2001	16.748	12.463	25,50
2002	16.535	12.813	22,50
Proyección			
2003	16.835	13.303	20,98
2004	17.565	13.793	21,47
2005	18.923	14.283	24,52
2006	19.412	14.773	23,89
2007	20.316	15.263	24,87

Fuente Caveinel y Proyecciones propias considerando incorporación de 2 unidades de 150 Mw en la planta TermoZulia. Enelven. 2004.

Esta proyección se ejecutó tomando en cuenta las mismas tasas de retiro de las unidades de generación existentes (y que representan contracciones de la oferta) a un promedio de 76,25 Mw/año y adicionando las expansiones citadas anteriormente. La tasa de

crecimiento de demanda se mantuvo invariable en 490 Mw/año. La gráfica siguiente muestra los diferenciales entre oferta y demanda si se cumpliera el plan de expansión proyectado por las empresas.



Observamos que para mantener al sistema con una oferta superior al 25% de la demanda (tal como técnicamente esta generalmente aceptado) es imperativo que el complejo Caruachi entre en servicio en las fechas anunciadas. Esta última circunstancia parece ser difícil considerando la condición económica prevaleciente en el sector público y tomando como referencia el patrón de crecimiento de la oferta.

Análisis comparativo entre la competencia y una IPP:

El negocio de un productor independiente de energía (I.P.P.) posee unas particularidades propias de operación y esquema de comercialización del producto. En esta sección tipificaremos cómo funciona una I.P.P. y qué ventajas y desventajas posee operar bajo este esquema.

Venezuela no posee una cultura de "mercado" eléctrico tal como la existente en otras partes del mundo. Tradicionalmente las empresas venezolanas fueron concebidas bajo el esquema de operación "verticalmente integrado", esto es, la empresa es responsable de toda la cadena de valor de la industria eléctrica, desde la generación, pasando por el

transporte (transmisión) hasta llegar al consumidor final (distribución), sin contar con la gestión de cobranza (comercialización) y las funciones de apoyo que una empresa de este tipo requiere (logística, aprovisionamiento, etc.). Es comprensible entender que una operación bajo este esquema implique la imputación de todos estos costos al cliente final, a fin de:

- Cubrir los costos de operación.
- Expandir el servicio de acuerdo a las demandas.
- Recuperar el capital y obtener un margen de beneficio.

Curiosamente, en Venezuela quien rompe con esta tradición de operación "verticalmente integrada" a gran escala no es el capital privado sino el estado. En la década de los sesenta y buscando propender el desarrollo hidroeléctrico nacional, la Corporación Venezolana de Guayana crea a EDELCA como principal promotor de este tipo de generación eléctrica. Esta fue la primera empresa eléctrica que no operó como transmisora ni distribuidora a gran escala, su alcance fue concebir un sólido parque de generación hidroeléctrico en la cuenca y afluentes del río Caroní y luego entregarla en líneas de transmisión a otras empresas para su distribución en todo el territorio nacional.

De esta manera, con el precedente creado por EDELCA las empresas eléctricas venezolanas se vienen adaptando a esquemas de operación basados en el alcance operativo en el cual poseen sus mayores fortalezas, o bien hasta donde su capacidad financiera les permite operar.

Así las empresas eléctricas pueden adoptar el esquema de integrar todas las funciones de la cadena de valor, o bien seleccionar sólo un modo de operación y entenderse con distintos niveles de clientes. Así tenemos entre otras las empresas generadoras entre las cuales entrarían las I.P.P. Una empresa generadora típica en Venezuela lo constituye EDELCA, ya que ésta sólo produce electricidad que luego vende en el sistema de transmisión. También puede atender clientes particulares como entes estatales (Hidrocapital) o exportar excedentes (Brasil, Colombia).

SELECCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN DE LA I.P.P. (Independent Power Producer):

Evidentemente estas empresas sólo pueden atender a los clientes que estén geográficamente cercanos ya que de otro modo no serían competitivos ante los grandes generadores. En Venezuela hasta ahora sólo operan dos I.P.P.´s. Estas son GENEVAPCA, que atiende exclusivamente al complejo refinador de Cardón (PDVSA) y TURBOVEN, que atiende unos treinta clientes industriales en Valencia, estado Carabobo.

El inversionista I.P.P. normalmente se inclina por la construcción de pequeñas unidades de generación con un tiempo de ejecución relativamente corto (menos de dos años) ofreciendo energía "al mayor" y "en puerta" sin estimar el transporte, dado que se ubica muy cercano a sus clientes. Las plantas a instalar deben operar con regímenes de alta eficiencia técnica a fin de ser competitivos en el mercado.

A continuación mostramos, tomando como pivote de información las regiones seleccionadas para la instalación de una probable I.P.P., la caracterización de las empresas que operan en estas zonas.

Empresa	Región	Características	Comentarios
ENELVEN-ENELCO	**Zuliana**	Empresa verticalmente integrada con operaciones de generación, transmisión y distribución. ENELVEN se encarga de la Zona Metropolitana de Maracaibo y ENELCO de la Costa Oriental del Lago de Maracaibo.	Su capacidad de generación es limitada respecto a su demanda. Adquiere faltantes a EDELCA y CADAFE.
CADAFE	**Nororiental Central Cen-Occ.**	Empresa verticalmente integrada con operaciones en generación hidro y termo eléctrica. Es el mayor	Su debilidad principal radica en la gerencia de su

		propietario de líneas de transmisión y distribución del país con un 75% de los activos de este sector.	parque de generación. Su principal fortaleza es la administración del parque de transmisión. Prácticamente todas las empresas del país le cancelan elevados montos por los derechos de paso.

	Propietaria	**Nombre de la Planta**	**N° de unidades**	**Tipo de unidad**	**Energía Promedio (GWh)**	**Ubicación Geográfica**
Región Zuliana	**ENELVEN**	Ramón Laguna	6	Vapor y Gas	4.194	Maracaibo
		Rafael Urdaneta	14	Gas	2.295	Maracaibo
		Santa Bárbara	3	Gas y Diesel	275	Santa Bárbara
		San Lorenzo	2	Gas	245	Cabimas
		Casigua	2	Gas	245	Casigua
		Concepción	2	Gas	196	Maracaibo
	Total				**7.449**	
Región Nororiental	**CADAFE**	Alfredo Salazar	3	Gas	1.287	Anaco

		Guanta	2	Gas	858	Guanta
	EDELCA	Jusepín	1	Gas	122	Jusepín
		Santa Bárbara	1	Gas	122	Santa Bárbara
	Total				**2.389**	
Región Insular	**SENECA**	Luisa Cáceres	11	Gas	1.535	Isla de Margarita
	Total				**1.535**	
	Propietaria	**Nombre de la Planta**	**N° de unidades**	**Tipo de unidad**	**Energía Promedio (GWh)**	**Ubicación Geográfica**
Región Central	CADAFE	Planta Centro	5	Vapor	12.264	Morón
		Pedro Camejo	3	Gas	367	Valencia
	ELEVAL	Planta del Este	8	Gas	852	Valencia
		Castillito	3	Gas	456	Valencia
	Total				**13.939**	
Región Cen-Occ.	CADAFE	Punto Fijo	8	Gas	1.220	Punto Fijo
		Planta Coro	4	Gas	436	Coro
	ENELBAR	Enelbar	9	Gas y Diesel	851	Barquisimeto
		Carora	1	Gas	73	Carora
	Total				**2.580**	

Seguidamente se realizó un análisis de las diferentes regiones del país y sus correspondientes fortalezas y debilidades para considerar la instalación de una IPP:

	Empresas presentes en la región/Propiedad	Fortalezas	Debilidades
Región Zuliana	- Enelven (Mixta) - Enelco (Mixta) - Eleoccidente (Estado)	-Enelven y Enelco poseen generación propia con las plantas Rafael Urdaneta y C.G. Ramón Laguna. -Zona con alto potencial industrial, sobretodo vinculado al sector petrolero y petroquímico. -Cercanía geográfica a las fuentes de insumos para la generación de energía eléctrica. (Gas-Fuel-Oil).	-Crecimiento de la demanda mayor al crecimiento del parque de generación. -Región con altos déficit de generación. -Gran dispersión de pequeñas plantas de generación.
Región Nororiental	- Eleoriente (Estado)	-Relativa cercanía geográfica a través del sistema de Transmisión al parque de generación de Guayana (Guri y Macagua) -Relativo crecimiento de los parques industriales en Cumaná, Maturín, Barcelona y el Tigre.	-Altas indisponibilidades de los sistemas de transmisión y distribución lo que imposibilita el transporte de la energía eléctrica. -Ausencia de plantas de generación de gran escala en la región.
Region Insular	- Séneca (Privado)	-Generación propia con la planta Luisa Cáceres de Arismendi y suministro con cable submarino.	-Altos costos de Generación y transmisión por la naturaleza insular de la

		-Alto crecimiento comercial vinculado al turismo.	región.
	Empresas presentes en la región/Propiedad	**Fortalezas**	**Debilidades**
Region Central	- Elecentro (Estado) - Eleval (Privado) - Calife (Privado)	-Zona con alto potencial industrial y comercial, sobretodo vinculado al sector manufacturero. (Zona Sur Industrial de Valencia y eje industrial Guacara-Maracay) -Parque de Generación representado por Planta Centro (Morón. Edo. Carabobo) administrado por Cadafe. -Alta disponibilidad de suministros de gas natural para la producción de energía eléctrica.	- Sólo las ciudades de Valencia y Pto. Cabello cuentan con proveedores del sector privado (ELEVAL) a nivel de Distribución. - Alta indisponibilidad de Planta Centro. Fuerte proceso de desinversión en el área de generación.
Región Cen-Occ.	- Eleoccidente (Estado) - Enelbar (Mixta)	-Zona con alto potencial industrial y comercial, sobretodo vinculado al sector manufacturero. (Zona Industrial Comdibar I y II y el este de la capital larense)	-Altas indisponibilidades de los sistemas de transmisión y distribución lo que imposibilita el transporte de la energía eléctrica. -Ausencia de plantas de

			generación de gran escala en la región.

A través del análisis de las fortalezas y debilidades mostradas en el cuadro anterior se determinó que la región más apropiada para la instalación de una nueva IPP es la región Central, específicamente el Estado Carabobo.

3.1.2. Estudio Económico:

Seguidamente se describirán los elementos considerados en el estudio económico y que conformaron el modelo para la construcción del flujo de caja del proyecto y su evaluación. Todos los precios son expresados de forma corriente, es decir no son ajustados en términos reales, a menos que se indiquen expresamente lo contrario.

3.1.2.1. Inversión Inicial:

Inversiones en Activo Fijo: básicamente de tres tipos; adquisición de terrenos, la construcción de ciertas edificaciones y la adquisición e instalación de la planta de producción eléctrica propiamente.

La planta de generación eléctrica seleccionada utiliza como materia prima para la generación el gas natural. La razón de su escogencia es el bajo costo relativo con respecto a otros combustibles como el gasoil, en Venezuela. La capacidad instalada de la planta fue determinada en 40 Mw inicialmente para el proyecto. De acuerdo a los estudios realizados existe en la región demanda potencial que sobrepasa este nivel de generación entre los clientes industriales y comerciales.

Seguidamente se explican detalles de los activos fijos a adquirir a precios corrientes:

Item	Unidad de medida	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Terreno	m2	10,000	100	1,000,000
Edificaciones	m2	5,000	600	3,000,000
Planta de Generación (IPP) 40Mw / Gas	Unidad	1	10,000,000	10,000,000
Total				**$14,000,000**

Los costos de los activos están denominados en dólares americanos (USD) dado el alto componente de material importado, cercano al 100%. Asumiendo un tipo de cambio oficial de Bs. 1,920 por dólar y el acceso a los mecanismos del control de cambio vigente, los costos de las inversiones en activo fijo quedarían expresados en bolívares corrientes de la siguiente forma:

Item	Unidad de medida	Cantidad	Precio Unitario (Bs)	Precio Total (Bs)
Terreno	m2	10,000	192,000	1,920,000,000
Edificaciones	m2	5,000	1,152,000	5,760,000,000
Planta de Generación (IPP) Capacidad: 40Mw Materia prima: Gas	Unidad	1	19,200,000,000	19,200,000,000
Total				**Bs26,880,000,000**

Los correspondientes valores de desecho y el cálculo de la ganancia o pérdida contable estimada para estos activos a precios corrientes son los siguientes:

Item / Bs.	Vida útil (Años)	Valor de Desecho	Valor en libros al final de proyecto	Ganancia o Pérdida contable
Terreno (*)	-	2,496,000,000	1,920,000,000	576,000,000
Edificaciones	20		2,880,000,000	(2,880,000,000)
Planta de Generación (IPP) Capacidad: 40Mw Materia prima: Gas	10		-	-
Total en Bs.		**2,496,000,000**	**4,800,000,000**	**(2,304,000,000)**

(*) se asume la revalorización del terreno en un 30%. Precios corrientes.

Capital de Trabajo: el proyecto tiene los siguientes requerimientos de Capital de Trabajo:

Efectivo en bancos: se estima necesidades de efectivo de USD $250,000 o Bs. 624 millones al tipo de cambio estimado para el año 1.

Cuentas por Cobrar: se estima que las condiciones de crédito a los diferentes clientes será en promedio equivalente a un mes o 30 días.

Cuentas por Pagar: se estima que las condiciones de crédito con los proveedores de servicios y materias primas serán igualmente equivalentes a un mes o 30 días.

Inventarios: no se estima creación de inventarios de ningún tipo. En primer lugar porque la energía eléctrica es vendida inmediatamente al momento de ser generada. En segundo lugar no existirá almacenamiento de gas ya que la planta se alimentará directamente del

gasoducto. Finalmente en cuanto al inventario de repuestos éste estará incluido dentro del contrato de servicio técnico contratado a un tercero.

La estimación del Capital de Trabajo inicial (Final del Año 1) es como sigue:

Año 1	**Bs. millones**
Caja y Bancos	624
Cuentas por Cobrar	1,118
Cuentas por Pagar	(407)
Capital de Trabajo Neto:	**1,336**

Bolívares corrientes.

La inversión total en el año cero de inicio de la operación totaliza: Bs. 28,216 millones comprendiendo la adquisición de activo fijo (Bs. 26,880 millones) y del capital de trabajo inicial (Bs. 1,336 millones).

3.1.2.2. Costos Operativos

Proyección de Costos Operacionales: el principal componente de costo del Proyecto es el gas, materia prima que utilizará para la generación de electricidad.
El costo del gas se ha estimado de la siguiente forma:

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Gas (Bs/m3)	92.7	120.7	146.9	213.7	244.2	279.1	319.1	364.7	416.8	467.1

Bolívares corrientes.

La planta requiere de 1,250,000 m3 de gas para generar un 1 Mw de electricidad operando con un nivel de eficiencia en el aprovechamiento del gas del 100%. Sin embargo el índice de eficiencia en el aprovechamiento del gas por año de servicio viene dado por las limitaciones técnicas de la planta. De acuerdo a estas especificaciones técnicas se realizó la siguiente proyección:

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Eficiencia de la Planta	95%	95%	95%	95%	95%	90%	85%	80%	75%	70%

Esto quiere decir que en el primer año la planta tendrá una eficiencia del 95% en el aprovechamiento del gas para la generación de energía eléctrica, o lo que es lo mismo habrá un 5% de gas que será desperdiciado sin generar electricidad. Este grado de eficiencia se mantiene en los primeros cinco años de operación y es considerado elevado, sin embargo posteriormente y debido al desgaste de los equipos esta eficiencia disminuirá progresivamente en el tiempo hasta ubicarse en un 70% en el año 10. Es decir, en el año 10 se desperdiciará el 30% del gas consumido debido al envejecimiento de la planta.

3.1.2.3. Gastos Operacionales y Administrativos:

Nómina de Empleados: los gastos relacionados con la nómina de empleados han sido estimados como se indica en la tabla anexa para el año 1. A partir del año 2 se estima un incremento interanual del 20% en el costo total de la nómina.

Cargos / Bs.	Número de Posiciones	Salario	Factor Salario-Beneficios	Nomina Anual por Posición	Total Nómina Anual
Gerente de Planta	1	4,050,000	17.0	68,850,000	68,850,000
Ingeniero Coordinador de despacho	1	3,375,000	17.0	57,375,000	57,375,000
Ingeniero de Mantenimiento	2	2,700,000	17.0	45,900,000	91,800,000
TSU de Electricidad	4	1,350,000	17.0	22,950,000	91,800,000
Operadores	8	1,147,500	17.0	19,507,500	156,060,000
Operadores de Emergencia	4	1,147,500	17.0	19,507,500	78,030,000
Total		13,770,000		234,090,000	543,915,000

Gastos Administrativos: los gastos administrativos se estiman en USD $200,000. En esta categoría de gastos se incluyen todo aquellos que se derivan de la administración de las operaciones del proyecto distintos a los gastos de nómina.

Contrato de Servicio Técnico (Repuestos): comprende todos los gastos relacionados con reparaciones y repuestos de la planta generadora. El contrato se inicia luego del quinto año de operaciones, ya que la planta tiene una garantía inicial de 4 años que cubre todo tipo de reparación. A partir del año 5 se estima el costo de este contrato (incluyendo repuestos) en USD $400,000 por año. Dado su alto componente importado este servicio está denominado en dólares americanos.

Seguros: los activos fijos que comprende el proyecto están asegurados contra todo riesgo por una prima de USD $300,000 anuales.

Depreciación: la depreciación de los equipos es lineal y se estima en 20 años para las edificaciones y 10 años para la planta, de acuerdo al siguiente cuadro de amortización:

Depreciación

Item / Bs.	Vida útil (Años)	Costo de Adquisición	Depreciación Anual
Edificaciones	20	5,760,000,000	288,000,000
Planta de Generación (IPP) Capacidad: 40Mw	10	19,200,000,000	1,920,000,000
Total		**24,960,000,000**	**2,208,000,000**

3.1.2.4. Estimación de Ingresos:

Supuestos del Escenario Base:

La estimación de ingresos del proyecto está basada en la comercialización del 100% de la energía eléctrica generada, es decir 40 Mw. Este supuesto está basado en la existencia de demanda suficiente en el área de ubicación del proyecto tal como se mencionó anteriormente en la presentación del proyecto.

La venta de la energía eléctrica está dividida en un 80% para el consumo de clientes industriales, dada la gran cantidad de empresas consumidoras de electricidad en la zona, y un 20% para clientes comerciales. Los clientes comerciales son básicamente grandes centros comerciales ubicados en el área del proyecto, como lo son: el Sambil Valencia y el Centro Comercial Metrópolis.

Se estiman como valores iniciales para el año 1 las siguientes tarifas:

	Comercial	Industrial
Bs /Kwh	102.18	42.87

Dado que el estudio de demanda se ejecutó con otra unidad de medida (Mw) debe considerarse la siguiente unidad de conversión a fin de determinar la tarifa por cada Mw instalado.

1 Mw = 6132 Mwh

Es decir, por cada Mw instalado se suministra como promedio al mercado 6132 Mwh .

Los incrementos de tarifas están alineados con los incrementos de la materia prima base de la planta, en este caso gas. La evaluación del proyecto establece un ratio o relación entre el costo del gas y el incremento de tarifa y en este sentido se establece que se logra igualar los aumentos de tarifa con los incrementos en los costos del gas en un 100%. Es importante recordar que no existe ninguna regulación legal en este mercado de mayoristas de energía eléctrica referidas al precio. Este es determinado libremente por las partes.

3.1.2.5. Programa de Financiamiento del Proyecto:

Inversionistas Privados: el 40% del Capital inicial estimado en Bs. 28,216 millones será aportado por un grupo de inversionistas privados, que llamaremos promotores del Proyecto.

Bonos: el 60% restante del Capital será financiado a través de bonos vendidos a inversionistas. Estos bonos se venderán al 100% de su valor facial y tendrán un cupón del 30% anual con un pago anual. El plazo de los bonos es de 5 años. El plan de financiamiento contempla la emisión automática de nuevos bonos en iguales condiciones al final del año 5 y con vencimiento en el año 10.

Capital Inicial Requerido	Millones de Bs.	
Compra de Activo Fijo	26,880	
Capital de Trabajo Inicial	1,336	
Total	**28,216**	
Financiamiento		
Inversionistas-Promotores	11,286	40%
Bonos	16,929	60%
Total	**28,216**	

3.1.2.6. Tasa de descuento para el Flujo de Caja del Inversionista:

- Para el cálculo de la tasa de descuento del inversionista se empleó el modelo de equilibrio de activos financieros (CAPM)[7] de la siguiente forma:

$$r_{inv} = r_f + \beta * (r_m - r_f)$$

En donde:

r_{inv} : es la tasa de rendimiento requerida por los inversionistas para un proyecto en los Estados Unidos de América.

r_f : Es la tasa rendimiento libre de riesgo en los Estados Unidos de América.

r_m: Es la tasa de riesgo del mercado de valores en los Estados Unidos de América.

β : Es el coeficiente Beta de la empresas del sector eléctrico en los Estados Unidos de América.

Se procedió a asignar los siguientes valores estimados a los parámetros definidos anteriormente:

r_f : 3% (considerando el rendimiento histórico de las Letras del Tesoro Americano a 10 años.

r_m: 13% (considerando el rendimiento histórico de NYSE)

β : 1.7 (considerando el promedio de varias empresas eléctricas en los Estados Unidos).

Aplicando la ecuación del modelo CAPM se obtuvo:

[7] En inglés "Capital Asset Pricing Model". Véase W.F. Sharpe (1964).

$$r_{inv} = 3\% + 1.7 * (13\% - 3\%) = 20\%$$

De esta forma se obtuvo la tasa para el proyecto en los Estados Unidos. A la tasa obtenida se añadió el riesgo país como se observa en la ecuación siguiente para obtener la tasa requerida por los inversionistas para el proyecto ubicado en Venezuela.

$$r_{invVzla} = r_{inv} + r_{Venezuela}$$

En donde $r_{invVzla}$ representa la tasa requerida por los inversionistas para el proyecto en Venezuela y $r_{Venezuela}$ la medida de riesgo país.

Asumiendo un nivel de riesgo país del 13% se obtuvo una tasa para los inversionistas en Venezuela de 33%, como se observa en la ecuación siguiente:

$$r_{invVzla} = 20\% + 13\% = 33\%$$

Finalmente esta tasa se ajusto para considerar el componente del apalancamiento del proyecto, empleando la siguiente ecuación:

$$r_{ajustada} = r_{invVzla} + \frac{D}{P}(r_{invVzla} - r_d)$$

En donde:
D/P es la relación existente entre deuda y patrimonio. En el caso del proyecto tenemos lo siguiente:

Financiamiento		
Inversionistas-Promotores	11,286	40%
Bonos	16,929	60%
Total	**28,216**	

Por lo que la relación D/P es igual a 0.6.

Empleando la ecuación planteada para el ajuste de la tasa de descuento ajustada al financiamiento tenemos:

$$r_{ajustada} = 33\% + (0.6) * (33\% - 30\%) = 34.8\%$$

La tasa ajustada obtenida de 34.8% es la que emplearemos para la evaluación del proyecto en el flujo de caja.

3.2. Resultados de la evaluación del Proyecto:

Evaluación desde el Punto de Vista del Inversionista	
VAN (Bs. Millones)	$3.603
TIR	47.24%
Payback	3.2 años

Como puede observarse en el cuadro anterior los dos primeros indicadores presentan resultados favorables. En primer lugar el VAN del proyecto es mayor que cero, lo cual implica que dados los supuestos y parámetros utilizados en la evaluación, el proyecto es factible económicamente.

En segundo lugar, la tasa interna de retorno es superior a la tasa de costo de capital estipulado por los inversionistas, sin embargo, tomando en consideración el criterio del economista Adolfo Blanco R[8] que la prima de riesgo atractiva para un proyecto debería ser "al menos el doble de la tasa de costo de capital", la evaluación arroja una prima de riesgo de 12 puntos porcentuales lo que verifica la justificación de la evaluación de riesgo de este proyecto. Del mismo modo y como se ha mencionado anteriormente el resultado de la evaluación es válido únicamente para los valores específicos que se asumieron en ciertas variables aleatorias. Si el valor de estas

[8] Adolfo Blanco R (2003).

variables fuera diferente al asumido en la evaluación, los resultados de estos indicadores podrían ser muy distintos. De allí se deriva una variabilidad en los resultados de la evaluación como consecuencia de la variabilidad de las variables aleatorias y su impacto en el proyecto. Es justamente este elemento lo que se analizará en la siguiente sección del trabajo.

4. ANÁLISIS DE RIESGO:

La primera metodología de análisis de riesgo que aplicaremos será el de Análisis de Sensibilidad, descrito en la II sección del presente trabajo.

4.1. Análisis de Sensibilidad:

Analizaremos cada una de las variables y los posibles rangos de valores que cada una de ellas podría tomar. A continuación se analizan las variables consideradas como no determinísticas en el proyecto:

VARIABLES INFLACIONARIAS:

Tasa de cambio año 0: se asume Bs. 1,920/$. Esta tasa determina el monto de la inversión inicial, ya que afecta el costo del activo fijo requerido.

Valor Máximo esperado: 3,150

Valor Mínimo esperado: 1,920

Desviación estándar aprox. = (3,150 – 1,920)/6 = 205.00

Tasa de devaluación interanual: se asume un 30% entre el año 1 y 10. Esta tasa determina gran cantidad de los costos fijos que son establecidos en dólares americanos.

Valor Máximo esperado: 100%

Valor Mínimo esperado: 0%

Desviación estándar aprox. = (100 – 0)/6 = 16.67%

El considerar un 30% de devaluación interanual está basado en la data histórica suministrada por el Banco Central de Venezuela. Anexo cuadro estadístico:

Bs. / US$1	Tasa de Cambio Final del período	Tasa de Devaluación Anual
2003	1,600.00	14.2%
2002	1,401.25	83.7%
2001	763.00	9.0%
2000	699.75	7.9%
1999	648.25	14.8%
1998	564.50	11.9%
1997	504.25	5.8%
1996	476.50	64.3%
1995	290.00	70.6%
1994	170.00	60.4%
1993	106.00	33.2%
1992	79.55	29.0%
1991	61.65	21.9%
1990	50.58	17.5%
1989	43.05	9.5%
1988	39.30	28.6%
1987	30.55	38.2%
1986	22.10	52.4%

VARIABLES DE INGRESOS

Relación entre el aumento de las tarifas comerciales y el aumento del costo del gas como %: se asume una relación 1:1, es decir que un aumento de 1% en el costo del gas (materia prima de la planta) es compensando con 1% en las tarifas eléctricas comerciales.

Valor Máximo esperado: 120%

Valor Mínimo esperado: 0%

Desviación estándar aprox. = (120 – 0)/6 = 20.00%

El aumento del costo del gas está basado en proyecciones de la industria que considera ajustes de tarifas tanto por el efecto inflacionario como por cambios institucionales en el sector. Como se ha mencionado en otras oportunidades el supuesto que establece la relación 1:1 entre los costos del gas y las tarifas cobradas por la IPP está basado en el actual marco regulatorio para el caso del mercado al mayor de electricidad y en las características particulares de la IPP. Este supuesto está basado, como se ha mencionado

anteriormente, en la libre fijación de precios del mercado de mayoristas de energía eléctrica de acuerdo a la legislación vigente (**Ley Orgánica del Servicio Eléctrico).**

Relación entre el aumento de las tarifas industriales y el aumento del costo del gas como %: se asume una relación 1:1, es decir que un aumento de 1% en el costo del gas (materia prima de la planta) es compensando con 1% en las tarifas eléctricas industriales.
Valor Máximo esperado: 120%
Valor Mínimo esperado: 0%
Desviación estándar aprox. = (120 – 0)/6 = 20.00%

VARIABLES DE MERCADO

% Venta de energía eléctrica al sector comercial sobre el total vendido: se asume inicialmente un 20%.
Valor Máximo esperado: 100%
Valor Mínimo esperado: 0%
Desviación estándar aprox. = (100 – 0)/6 = 16.67%

% de Venta con respecto a la Capacidad instalada de la planta: se asume la venta del 100% de la capacidad generadora de la Planta basado en el estudio de mercado realizado.
Valor Máximo esperado: 100%
Valor Mínimo esperado: 80%
Desviación estándar aprox. = (100 – 80)/6 = 3.33%

VARIABLE LABORAL

% Incremento interanual de los gastos de nómina: se asume un 20% entre los años 1 y 10. Este supuesto está basado en las proyecciones inflacionarias para este período de tiempo y no considera cambios significativos en el marco institucional del mercado de trabajo.
Valor Máximo esperado: 50%
Valor Mínimo esperado: 0%
Desviación estándar aprox. = (50 – 0)/6 = 8.33%

VARIABLES FINANCIERAS

Tasa de interés del cupón para la primera emisión de bonos: se asume una tasa de 30% pagadera anualmente.

Valor Máximo esperado: 50%

Valor Mínimo esperado: 10%

Desviación estándar aprox. = (50 – 10)/6 = 6.67%

Tasa de interés del cupón para la segunda emisión de bonos: se asume una tasa de 30% pagadera anualmente.

Valor Máximo esperado: 50%

Valor Mínimo esperado: 10%

Desviación estándar aprox. = (50 – 10)/6 = 6.67%

El análisis anterior, en donde se determinó un valor aproximado de la desviación estándar para cada una de las variables, permitirá seguidamente analizar el impacto de cambios en estas variables sobre el VAN del proyecto. Para ello se procedió a variar aisladamente cada una de las variables en una magnitud igual a su desviación estándar estimada. A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos:

Variables	Valor Max	Valor Minimo	Des. Estándar Est	% de Cambio del VAN	Valor Absoluto % de Cambio del VAN
Ratio: Aumento de Tarifas Industrial sobre Aumento costos Gas (%)	120%	0%	20.00%	1383.7%	1383.7%
Ratio: Aumento de Tarifas Comercial sobre Aumento costos Gas (%)	120%	0%	20.00%	824.2%	824.2%
Tasa de devaluación anual	100%	0%	16.67%	-351.9%	351.9%
% Venta Comercial	100%	20%	13.33%	269.9%	269.9%
Tasa de Cambio Inicial	3,150	1,920	205	-100.6%	100.6%
Cupon Bonos I	50%	10%	6.67%	-63.5%	63.5%
% Venta sobre Capacidad Instalada	100%	80%	3.33%	-36.9%	36.9%
Incremento % Gtos. Nomina	50%	0%	8.33%	-19.6%	19.6%
Cupon Bonos II	50%	10%	6.67%	-15.2%	15.2%

A partir del cuadro anterior se pueden extraer importantes conclusiones. En primer lugar existe una gran variabilidad del VAN del proyecto frente a las variables no determinísticas del proyecto. En segundo lugar se observa que las variables de mayor impacto son las relaciones entre aumento de tarifas y costo del gas y la relacionada con la tasa de devaluación interanual.

4.2. Análisis de Escenarios:

La siguiente sección del trabajo no está basada en escenarios macroeconómicos o políticos específicos, sino más bien en los diferentes comportamientos que podrían tener las variables aleatorias que se consideran críticas para el proyecto.

La idea de comparar escenarios de este tipo es la de evidenciar la gama de posibles situaciones que determinen resultados específicos para el proyecto. No se asume de antemano una determinada probabilidad de ocurrencia de uno u otro escenario. Se persigue el presentar escenarios bien contrastantes dentro de lo que podría esperarse razonablemente con la intención de mostrar el mayor contraste posible de resultados posibles del proyecto, dentro del mismo esquema de razonabilidad. Para ello como se explicó en la sección II procederemos a definir tres sets de valores que determinarán tres escenarios: Optimista, Pesimista y el más Probable.

A continuación se presenta a través de una tabla un resumen de las definiciones de estos escenarios.

Variable	**Escenario Optimista**	**Escenario Probable**	**Escenario Pesimista**
Tasa de Cambio Inicial	1,920.00	1,920.00	3,150.00
Tasa de devaluación anual	10.0%	30.0%	50.0%
Ratio: Aumento de Tarifas Comercial sobre Aumento Costos Gas (%)	100.0%	100.0%	80.0%
Ratio: Aumento de Tarifas Industrial sobre Aumento Costos Gas (%)	100.0%	100.0%	80.0%
% Venta Comercial	40.0%	20.0%	0.0%
Incremento % Gtos. Nómina	10.0%	20.0%	30.0%
Cupón Bonos I	20.0%	30.0%	50.0%
Cupón Bonos II	20.0%	30.0%	50.0%
% Venta sobre Capacidad Instalada	100.0%	100.0%	80.0%
VAN (Millones de Bolívares)	**25,882**	**3,603**	**(56,754)**

Como puede apreciarse en los diferentes escenarios el VAN del proyecto podría pasar de Bs. 25,882 millones positivo a ser Bs. 56,754 millones negativo, dependiendo de los valores que se asumen en las variables no determinísticas, así mismo se comprueba la volatilidad de los resultados con respecto al escenario base lo que verifica el alto riesgo del proyecto.

4.3. Simulaciones:

De acuerdo a lo establecido en la sección II del presente trabajo, se aplicarán las técnicas conocidas como simulaciones de Montecarlo utilizando el software Crystallball. Para ello hemos cumplido los siguientes pasos:

- Se han determinado las variables que se analizarán en la simulación:

	Variables
1	Tasa de Cambio Inicial
2	Tasa de devaluación annual
3	Ratio: Aumento de Tarifas Comercial sobre Aumento Costos Gas (%)
4	Ratio: Aumento de Tarifas Industrial sobre Aumento Costos Gas (%)
5	% Venta Comercial
6	Incremento % Gtos. Nómina
7	Cupón Bonos I
8	Cupón Bonos II

- Preparación del modelo de proyección de resultados que contenga las relaciones entre las diferentes variables. Las principales relaciones entre las variables son las siguientes:
    - Tasa de Cambio Inicial: determina los costos en bolívares de la inversión inicial en Activo Fijo, así como el nivel inicial en bolívares de gastos como seguros, mantenimiento y gastos administrativos. Mientras mayor sea la tasa de cambio inicial mayor será la inversión inicial y todos los costos y gastos denominados en dólares americanos dentro de la vida útil del proyecto, reduciendo la rentabilidad del mismo.
    - Tasa de Devaluación Anual: determina el monto en bolívares de gastos como seguros, mantenimiento y gastos administrativos. Mientras mayor sea la tasa de devaluación mayor serán los costos y gastos denominados en dólares americanos dentro de la vida útil del proyecto, reduciendo la rentabilidad del mismo.
    - Ratio: Aumento de Tarifas Comercial sobre Aumento Costos Gas y Aumento de Tarifas Industrial sobre Aumento Costos Gas: determina el nivel de incremento de las tarifas comercial e industrial, y por ende impacta en los ingresos del proyecto, dado el comportamiento asumido en los costos del gas. Mientras mayor sea el ratio mayor serán los ingresos del proyecto, dado el nivel de costo del gas, y por ende mayor será su rentabilidad.

- Venta de Electricidad al Sector Comercial como porcentaje de la Venta Total: determina el nivel de ingresos del proyectos, ya que existen tarifas diferenciadas entre los dos sectores que atiende el proyecto: el Comercial y el Industrial. Mientras mayor sea el porcentaje de venta al sector Comercial mayores serán los ingresos del proyecto y su rentabilidad.
- Incremento Interanual de los Gastos de Nómina: determina el nivel total de gastos del proyecto. Mientras mayor sea el incremento anual, mayor serán los gastos del proyecto en todo el período de vida útil y menor la rentabilidad del proyecto.
- Tasa de Interés de los Cupones en la 1ra. y 2da. Emisión de Bonos: determina el costo del financiamiento de una parte importante del proyecto. Mientras mayor sea el costo de financiamiento mayor serán los intereses que deberán cancelarse y menor será la rentabilidad del proyecto.

Flujo de Caja. El detalle del flujo de caja utilizado se encuentra en los anexos del presente trabajo.

- Se han asignado las funciones de probabilidades subjetivas para cada una de las variables tal como se describen a continuación:

Tasa de cambio año 0: para esta variable se asume como valor mínimo la tasa de cambio oficial, suponiendo la posibilidad de acceder a dólares preferenciales para la importación de las maquinarias y equipos del proyecto. A fines de la simulación se utilizará una función de distribución de tipo discreta, en la cual la probabilidad de que la tasa de cambio inicial sea la oficial de Bs. 1,920 por dólar es de 0.80 mientras la probabilidad de que sea la de un mercado paralelo estimada en Bs. 3,150 por dólar es de 0.20.

Tasa de devaluación interanual: analizando la información histórica desde el año 1985 puede observarse el siguiente comportamiento:

Bs. / US$1	**Tasa de Cambio Final del período**	**Tasa de Devaluación Anual**
2003	1,600.00	14.2%
2002	1,401.25	83.7%
2001	763.00	9.0%
2000	699.75	7.9%
1999	648.25	14.8%
1998	564.50	11.9%
1997	504.25	5.8%
1996	476.50	64.3%
1995	290.00	70.6%
1994	170.00	60.4%
1993	106.00	33.2%
1992	79.55	29.0%
1991	61.65	21.9%
1990	50.58	17.5%
1989	43.05	9.5%
1988	39.30	28.6%
1987	30.55	38.2%
1986	22.10	52.4%
Fuente: Banco Central de Venezuela, Pagina web: www.bcv.org.ve		

Con la información histórica analizada se determinó que la función de probabilidades que más se ajustaba a la data era la función exponencial con una tasa de 29,67% y límites de 0% y 70%. Se realizaron pruebas con diferentes funciones de probabilidades y esta función es la que arrojó el mayor valor para el p-value en la prueba de Chi cuadrado. Detalles de estas pruebas se encuentran en los anexos del presente trabajo.

Relación entre el aumento de las tarifas comerciales y el aumento del costo del gas como %: se considera que existe una alta probabilidad de alcanzar una relación casi del 100% entre los incrementos de tarifas y costos del gas debido al establecimiento de contratos específicos a largo plazo con cada uno de los clientes y la inexistencia de regulaciones en el mercado de electricidad al mayor. Por esta razón se estableció una función de probabilidad Normal con media igual a 100% y Desviación Estándar de 5%.

Relación entre el aumento de las tarifas industriales y el aumento del costo del gas como %: se considera que existe una alta probabilidad de alcanzar una relación casi del 100% entre los incrementos de tarifas y costos del gas debido al establecimiento de contratos específicos a largo plazo con cada uno de los clientes y la inexistencia de regulaciones en el mercado de electricidad al mayor. Por esta razón se estableció una función de probabilidad Normal con media igual a 100% y Desviación Estándar de 5%.

% Venta de energía eléctrica al sector comercial sobre el total vendido: existe un potencial de cierta importancia en la zona de grandes clientes comerciales. Sin embargo, la concentración de clientes industriales es mucho mayor. Pov esta razón se estableció una función de probabilidad de tipo Normal con Media igual a 20% y Desviación Estándar igual a 2% de la venta destinada al sector comercial, límite superior 100% e inferior 0%. Evidentemente un mayor porcentaje de venta al sector comercial favorece la rentabilidad del proyecto ya que las tarifas comerciales son sustancialmente más altas que las industriales.

% Incremento interanual de los gastos de nómina: se asume una función de probabilidad de tipo triangular, en donde los tres valores son los siguientes: 0%, 20% y 30% de incrementos de gastos de nómina interanuales.

Tasa de interés del cupón para la primera emisión de bonos: se determinó la función de probabilidad como Normal con Media 30% y Desviación Estándar 5%, con un límite inferior de 0%.

Tasa de interés del cupón para la segunda emisión de bonos: se asume el mismo criterio que en la variable descrita anteriormente, es decir, una función de probabilidad Normal con Media 30% y Desviación Estándar 5%, con un límite inferior de 0%.

Resultados de la Simulación:

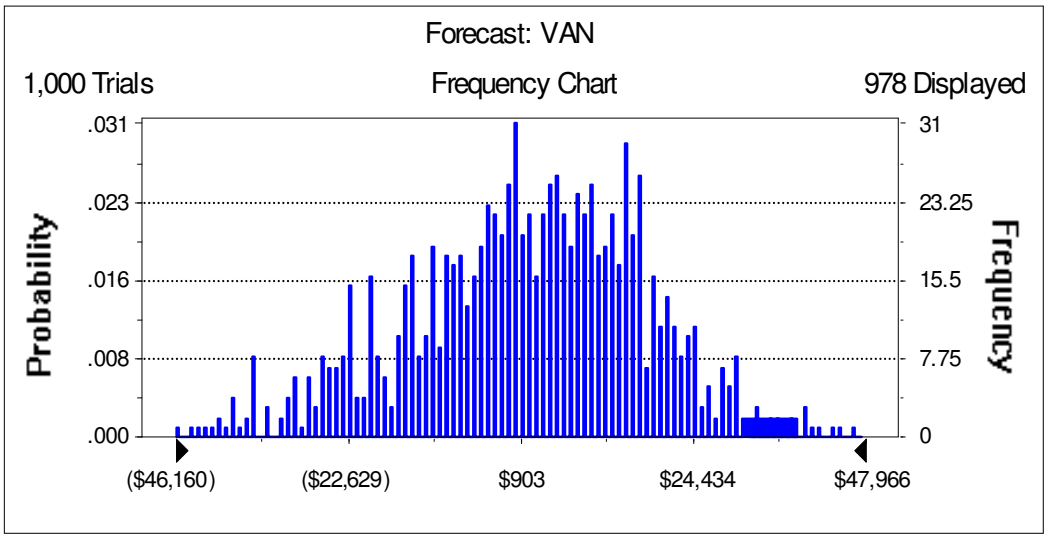
Luego de 1,000 simulaciones se obtuvieron los siguientes resultados para el VAN del proyecto.

Forecast: VAN

Statistic	Value
Trials	1,000
Mean	$556
Median	$2,362
Mode	---
Standard Deviation	$18,787
Variance	$352,947,846
Range Minimum	($100,452)
Range Maximum	$48,946
Range Width	$149,398

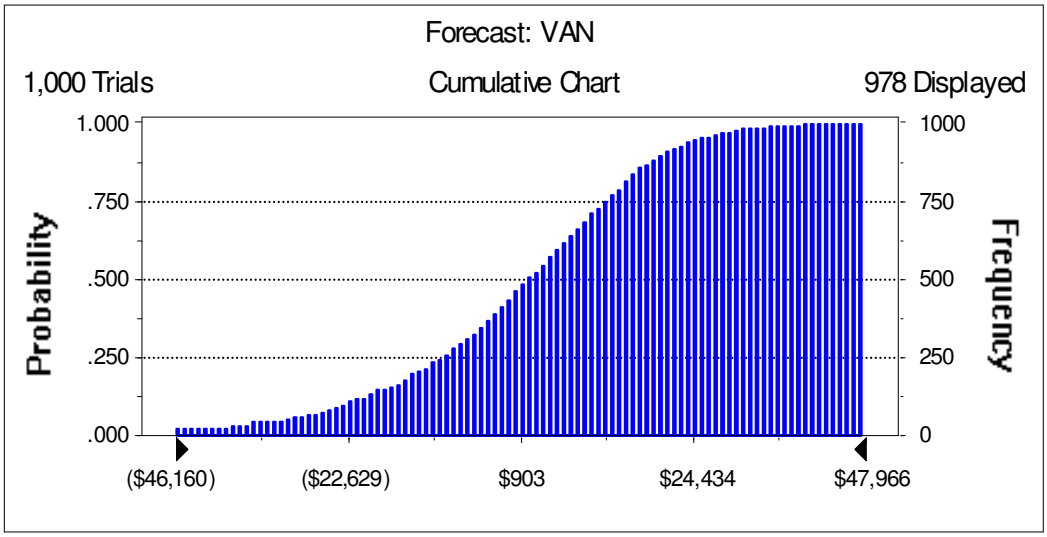
En el cuadro anterior puede observarse lo siguiente: en primer lugar se realizaron un total de mil iteraciones (trials) en la simulación del VAN, la media obtenida del VAN es de Bs. 556 millones, la mediana obtenida es Bs. 2,362 millones; es decir que 50% de las observaciones se encontraron por encima de este valor y 50% por debajo. Adicionalmente la desviación estándar obtenida es bastante elevada y corresponde a Bs. 18,787 millones. El rango de valores obtenidos va desde Bs. -100,452 millones hasta Bs. 48,946 millones, con una amplitud entre estos dos valores de Bs. 149,398 millones. Se pueden observar los siguientes gráficos con respecto al comportamiento del VAN. Anexo al trabajo se encontrará el detalle de los resultados para cada una de las variables simuladas.

Gráfico de Frecuencia:



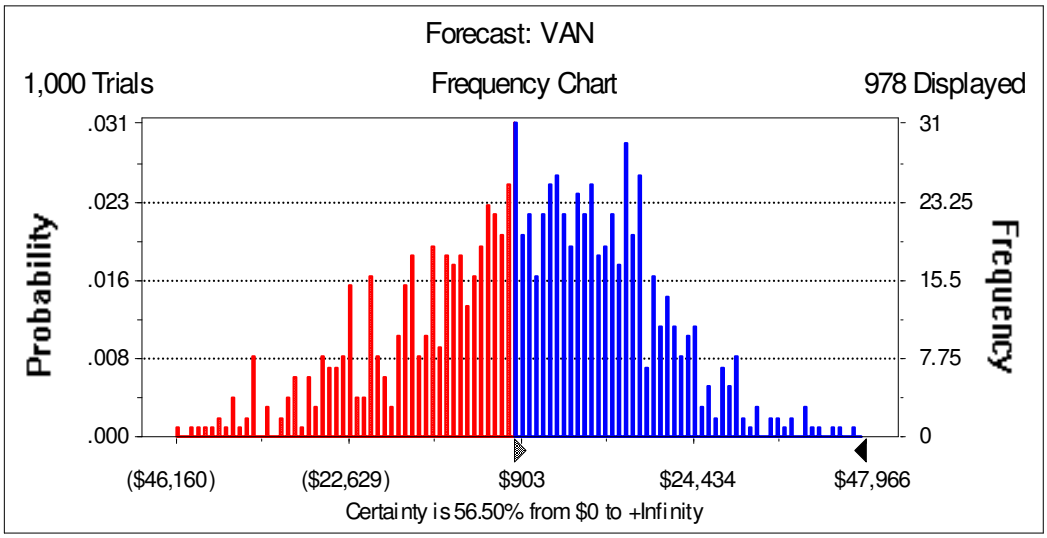
En el gráfico puede observarse cómo la mayor cantidad de observaciones se encuentra en torno a la media (VAN = Bs.556 millones), sin embargo se observan valores extremos que van desde valores positivos elevados (VAN = Bs.46.2 millardos) hasta otros muy negativos (VAN = Bs. -48.0 millardos).

Gráfico de Frecuencia Acumulada:



En el gráfico puede apreciarse que la probabilidad de tener valores del VAN inferiores a Bs. 903 millones es inferior a 0.5, la probabilidad de que el VAN se igual o inferior a Bs. 24,434 millones es cercana a 0.95.

Gráficamente se puede analizar la probabilidad de que el proyecto genera un VAN mayor a cero:

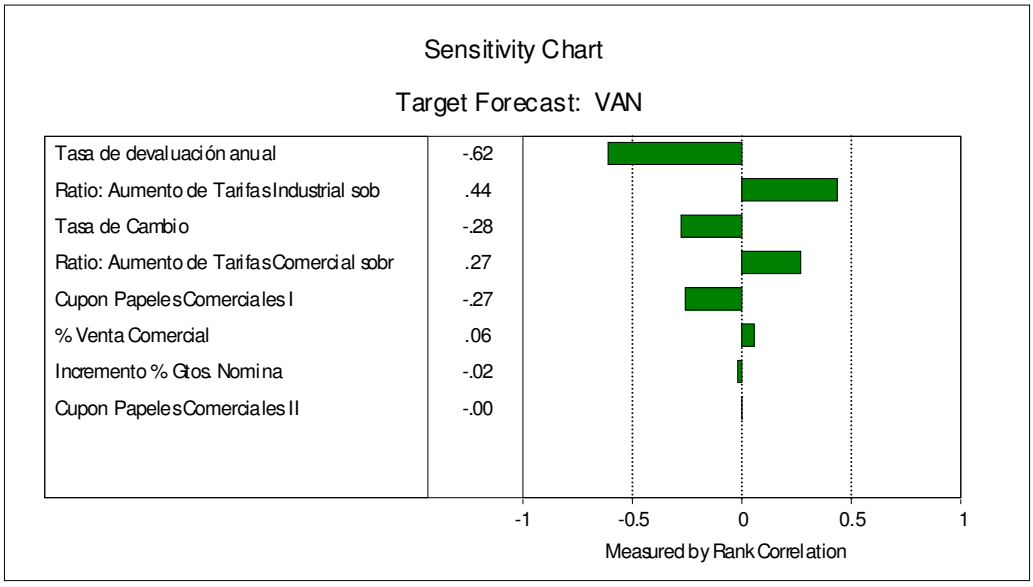


Puede observarse gráficamente, de acuerdo a las simulaciones realizadas, que el proyecto tiene una mayor probabilidad de tener un VAN mayor que cero (0.5650) que de ser menor a cero (0.4350). Es decir una probabilidad del 56.5% de que el proyecto sea rentable.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:

En primer lugar a través de los diferentes análisis de riesgo realizados al proyecto en estudio se puede evidenciar un alto nivel de variabilidad del VAN. Las variables analizadas como no determinísticas generan un impacto muy significativo en la rentabilidad del proyecto.

De acuerdo a los resultados obtenidos en la simulación de Montecarlo podemos observar la correlación de las diferentes variables con respecto al VAN en el siguiente gráfico:



Este cuadro obtenido a través de Crystall Ball aplica la metodología explicada en la Sección 2, referida a Análisis de Sensibilidad, del presente trabajo. En el lado izquierdo se encuentran las variables analizadas, en la segunda columna el peso o sensibilidad de cada variable sobre el VAN sobre una base de "0" y del lado izquierdo la representación gráfica de este peso.

Las variables relacionadas al entorno macroeconómico y especialmente al cambiario, son unas de las de mayor incidencia en el resultado del proyecto. La primera variable cambiaria en importancia en su efecto sobre el VAN es la tasa de devaluación interanual durante la vida útil del Proyecto. Su impacto en el proyecto se deriva de los

gastos de mantenimiento y administrativos que están denominados en dólares americanos. Algunas acciones para reducir la exposición al riesgo deberían estar relacionadas con el establecimiento de contratos en moneda local, disminuyendo al máximo el componente importado de los costos de mantenimiento y administrativo. La iniciativa más importante en este sentido sería el entrenamiento y sustitución de mano de obra y recursos importados por recursos locales pagaderos en bolívares.

La segunda y cuarta variable más importantes en su impacto sobre el VAN del Proyecto son aquellas que relacionan las tarifas y los costos del gas, materia prima de la planta de generación, tanto en el caso de los clientes comerciales como de los clientes industriales. Estas dos variables de alguna forma determinan la viabilidad financiera del proyecto, cualquier relación inferior al 100% entre aumento de tarifas y aumento de costo del gas compromete seriamente la rentabilidad del proyecto. Sin embargo, como se mencionó a lo largo del presente trabajo, dadas las características particulares del mercado a que está destinada la energía eléctrica del Proyecto puede pensarse que existe una alta probabilidad de que este valor se encuentre en torno al 100%. Como se mencionó, no existe regulación tarifaria en el mercado mayorista de electricidad y éste es justamente el mercado objetivo del Proyecto. La venta de energía eléctrica en pequeñas plantas de generación (IPP) está basada en la celebración de contratos privados y a largo plazo con cada uno de los grandes clientes consumidores de electricidad. Por estas razones la viabilidad del proyecto está sujeta en gran medida a contratos de largo plazo que establezcan claramente cláusulas de ajuste de tarifas en una relación del 100% con respecto a los costos del gas. Sin embargo existe el riesgo de alterar los precios de la energía eléctrica generada por la IPP, incrementándolos de forma tal que se pierda la ventaja comparativa que existe con respecto a la energía suministrada por las grandes redes de distribución y comercialización. En este caso el efecto de la sustitución de la demanda podría comprometer seriamente la viabilidad del proyecto.

La tasa de cambio con que se desembolsan los recursos para acometer la inversión inicial del proyecto es la tercera variable con mayor impacto en el VAN ya que determina el costo de la inversión inicial, dado el alto componente importado de los activos fijos a

adquirir para la puesta en marcha del Proyecto. Si se considera un escenario en el cual la tasa de cambio en lugar de ser la oficial (actualmente en vigencia) de Bs. 1,920/$1 es la indicada por fuentes no oficiales, alrededor de Bs. 3,150/US$1 el Proyecto tendría un VAN negativo si se mantienen el resto de las premisas iniciales. Por lo cual si este fuera el caso sería necesario replantear la estructura de tarifas a aplicar a los clientes para compensar la mayor inversión inicial.

La tasa de cupón a aplicar a la emisión de los bonos que financiará el proyecto tiene igualmente un impacto importante en el VAN del Proyecto. Esta tasa definirá el costo de financiamiento del 60% de la inversión del Proyecto, y por tanto tiene un impacto en el VAN desde el punto de vista de los Inversionistas. La tasa a aplicar a la primera emisión tiene un impacto considerablemente mayor en el VAN que la que corresponde a la segunda emisión dado el efecto de la aplicación de la tasa de descuento sobre el Flujo de Caja de los Inversionistas. Las estrategias para reducir el riesgo del Proyecto asociado a esta variable podrían estar dirigidas a la contratación de instrumentos de cobertura relacionados con la tasa de interés del mercado.

El porcentaje de venta a clientes comerciales en relación a la venta total de electricidad es la séptima variable en importancia en su efecto sobre el VAN. Su impacto se deriva del diferencial de tarifas existentes entre este sector y el industrial. Sin embargo, la dispersión de esta variable no se considera muy amplia dada la existencia de ciertos clientes potenciales ya identificados con su correspondencia estimación de consumo por un lado y por la otra la predominancia de clientes industriales en la zona del Proyecto. La estrategia más adecuada para la disminución del riesgo asociada a esta variable es la de establecer preacuerdos comerciales con los clientes potenciales del sector comercial, para que una vez que esté en funcionamiento la planta se posea la garantía de un porcentaje inicial de venta de electricidad a este sector, con el correspondiente beneficio asociado a sus mayores tarifas.

Finalmente, el incremento de gastos de nómina interanual tiene un impacto menor a las otras variables de consideración sobre el VAN del Proyecto. Algunas alternativas

para el tratamiento del riesgo asociado a esta variable son el establecimiento de contratos con otras empresas para el suministro de personal calificado a largo plazo, estableciendo de antemano las condiciones de remuneración para el plazo de vigencia del Proyecto.

Es interesante contrastar los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad realizado, en cuanto al ordenamiento de las variables no determinísticas de acuerdo a su variabilidad e impacto sobre el VAN del Proyecto versus lo obtenido con la simulación. En este sentido se considera oportuno mostrar nuevamente la tabla anexa:

Análisis de Sensibilidad

Podemos observar cierta similitud en el ordenamiento de las variables entre los dos análisis realizados. Sin embargo la tasa de devaluación anual aparece en la tercera posición en el análisis de sensibilidad y pasa a ser la primera variable en las simulaciones de montecarlo. Las relaciones o ratios entre tarifas y el costo del gas ocupan uno de los primeros lugares en ambos análisis. Igualmente la tasa de cambio inicial ocupa los primeros lugares en ambos análisis, pero muestra un mayor peso en las simulaciones de montecarlo. De manera similar, los incrementos en gastos de nómina y el cupón de la segunda emisión de bonos ocupan los últimos puestos en cuanto a su variabilidad e impacto sobre el VAN del Proyecto en ambos análisis.

Variables	Valor Max	Valor Minimo	Des. Estándar Est	% de Cambio del VAN	Valor Absoluto % de Cambio del VAN
Ratio: Aumento de Tarifas Industrial sobre Aumento costos Gas (%)	120%	0%	20.00%	1383.7%	1383.7%
Ratio: Aumento de Tarifas Comercial sobre Aumento costos Gas (%)	120%	0%	20.00%	824.2%	824.2%
Tasa de devaluación anual	100%	0%	16.67%	-351.9%	351.9%
% Venta Comercial	100%	20%	13.33%	269.9%	269.9%
Tasa de Cambio Inicial	3,150	1,920	205	-100.6%	100.6%
Cupon Bonos I	50%	10%	6.67%	-63.5%	63.5%
% Venta sobre Capacidad Instalada	100%	80%	3.33%	-36.9%	36.9%
Incremento % Gtos. Nomina	50%	0%	8.33%	-19.6%	19.6%
Cupon Bonos II	50%	10%	6.67%	-15.2%	15.2%

En conclusión, de acuerdo a la medición de riesgo realizada empleando el método de simulación de montecarlo, el Proyecto tiene una probabilidad mayor al 50% de ser rentable. Sin embargo presenta una gran variabilidad en su VAN especialmente afectada por las variables de devaluación. Para garantizar una mayor probabilidad de éxito deben considerarse las recomendaciones aportadas anteriormente para cada una de las variables estocásticas analizadas, principalmente:

1.- reducción de costos denominados en dólares, sustitución de mano de obra y recursos importados,

2.- establecimiento de contratos de largo plazo con clientes estableciendo la relación de incrementos de tarifas,

3.- la celebración de contratos pre-operativos con los potenciales clientes comerciales, de procedencia local

4.- utilización de instrumentos de cobertura relacionados con la tasa de interés del mercado.

6. ANEXOS:

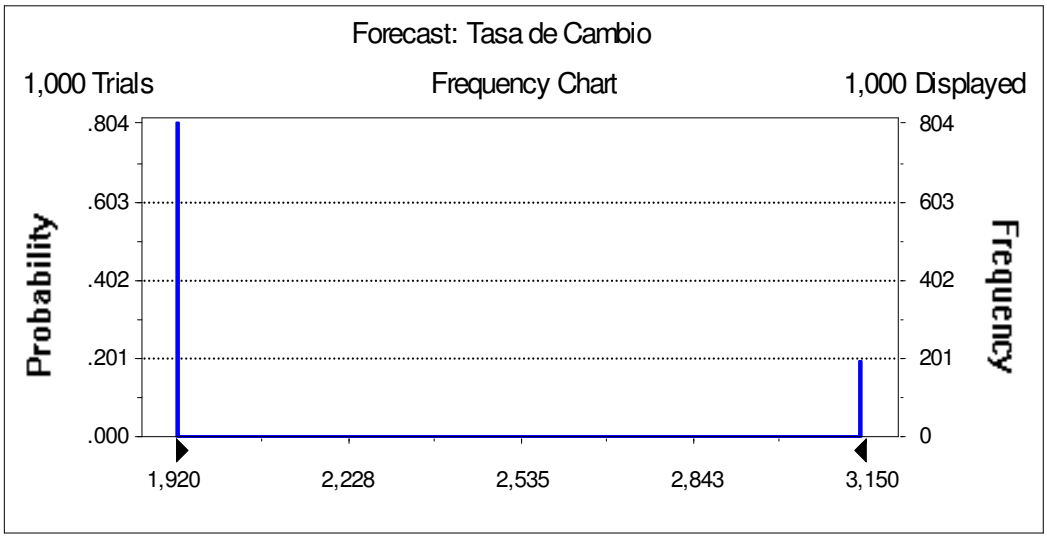
ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS VARIABLES ESTOCÁSTICAS DEL PROYECTO:

Tasa de Cambio Inicial (Año 0):

Resultados Estadísticos:

Forecast: Tasa de Cambio	
Statistic	Value
Trials	1,000
Mean	2,161
Median	1,920
Mode	1,920
Standard Deviation	489
Variance	238,647
Skewness	1.53
Kurtosis	3.34
Coeff. of Variability	0.23
Range Minimum	1,920
Range Maximum	3,150
Range Width	1,230
Mean Std. Error	15.45

Gráfico de Frecuencia:



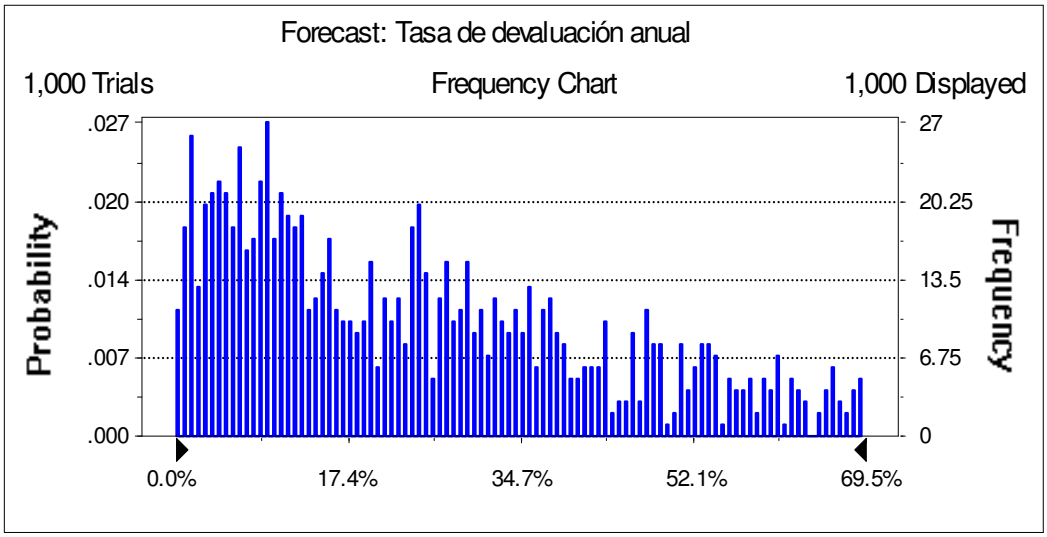
De acuerdo a las simulaciones realizadas existe una mayor probabilidad de que el tipo de cambio inicial sea el oficial de Bs. 1,920/US$1 (0.799) que de que se encuentre en niveles cercanos al indicado por el mercado paralelo (0.201).

Tasa de devaluación anual:

Resultados Estadísticos:

Forecast: Tasa de devaluación anual	
Statistic	Value
Trials	1,000
Mean	24.30%
Median	20.90%
Mode	---
Standard Deviation	18.10%
Variance	3.30%
Skewness	0.66
Kurtosis	2.44
Coeff. of Variability	0.74
Range Minimum	0.00%
Range Maximum	69.50%
Range Width	69.40%
Mean Std. Error	0.57%

Gráfico de Frecuencia:



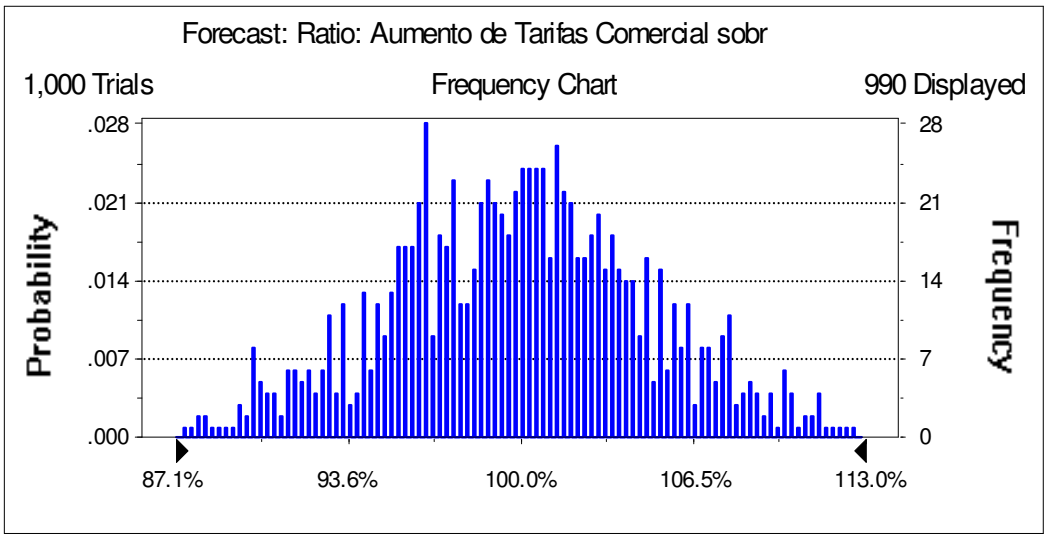
Gráficamente puede observarse una gran variabilidad en la tasa de cambio, ello se corresponde al comportamiento histórico de esta variable y a las características particulares de la economía venezolana.

Relación Aumento de Tarifas Comerciales sobre Aumento de Precio del Gas:

Resultados Estadísticos:

Forecast: Ratio: Aumento de Tarifas Comercial sobr	
Statistic	Value
Trials	1,000
Mean	100.00%
Median	100.10%
Mode	---
Standard Deviation	5.00%
Variance	0.20%
Skewness	0.05
Kurtosis	3
Coeff. of Variability	0.05
Range Minimum	86.20%
Range Maximum	117.30%
Range Width	31.10%
Mean Std. Error	0.16%

Gráfico de Frecuencia:



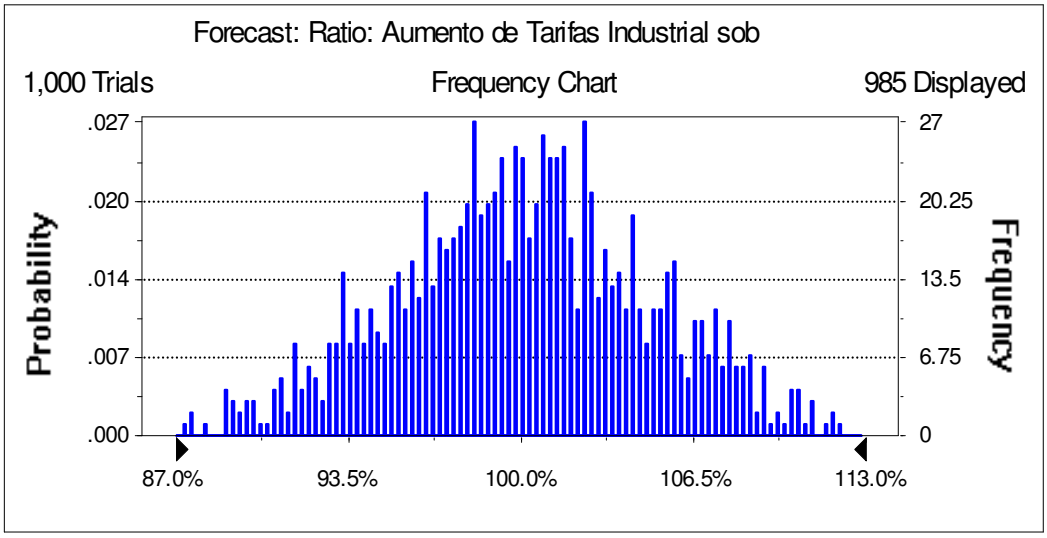
Puede observarse gráficamente cómo la mayoría de las observaciones están situadas en torno al 100%, que indica la relación 1:1 asumida inicialmente en el proyecto. Sin embargo existe cierta dispersión en torno a valores extremos que van del 87% al 113%.

Relación Aumento de Tarifas Industriales sobre Aumento de Precio del Gas:

Resultados Estadísticos:

Forecast: Ratio: Aumento de Tarifas Industrial sob	
Statistic	Value
Trials	1,000
Mean	100.00%
Median	100.00%
Mode	---
Standard Deviation	5.00%
Variance	0.20%
Skewness	-0.13
Kurtosis	3.07
Coeff. of Variability	0.05
Range Minimum	85.00%
Range Maximum	116.50%
Range Width	31.40%
Mean Std. Error	0.16%

Gráfico de Frecuencia:



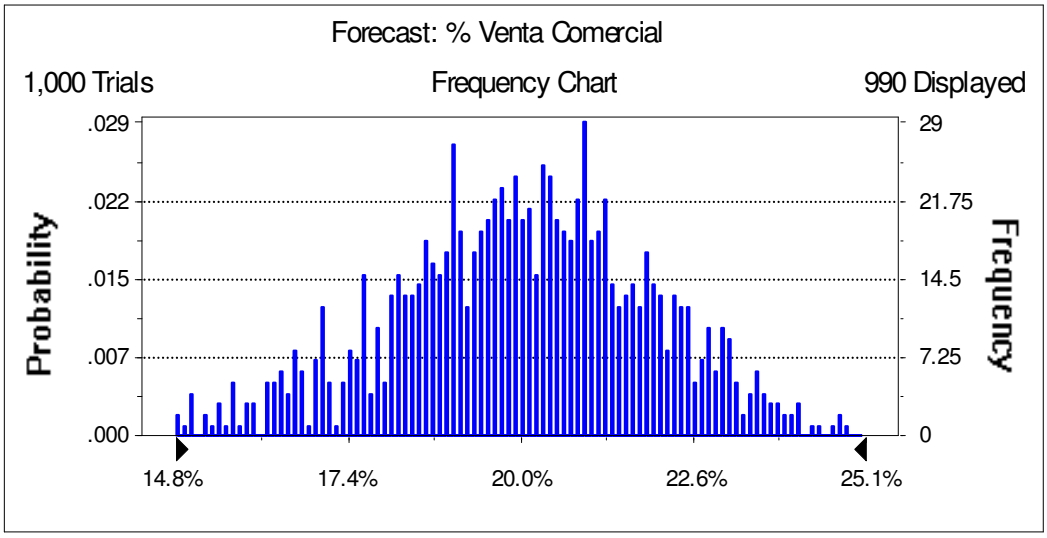
Puede observarse gráficamente cómo la mayoría de las observaciones están situadas en torno al 100%, que indica la relación 1:1 asumida inicialmente en el proyecto. Sin embargo existe cierta dispersión en torno a valores extremos que van del 87.0% al 113%.

Porcentaje de Venta al Sector Comercial:

Resultado Estadístico:

Forecast: % Venta Comercial	
Statistic	Value
Trials	1,000
Mean	20.00%
Median	20.10%
Mode	---
Standard Deviation	2.00%
Variance	0.00%
Skewness	-0.28
Kurtosis	3.13
Coeff. of Variability	0.1
Range Minimum	13.20%
Range Maximum	25.60%
Range Width	12.40%
Mean Std. Error	0.06%

Gráfico de Frecuencia:



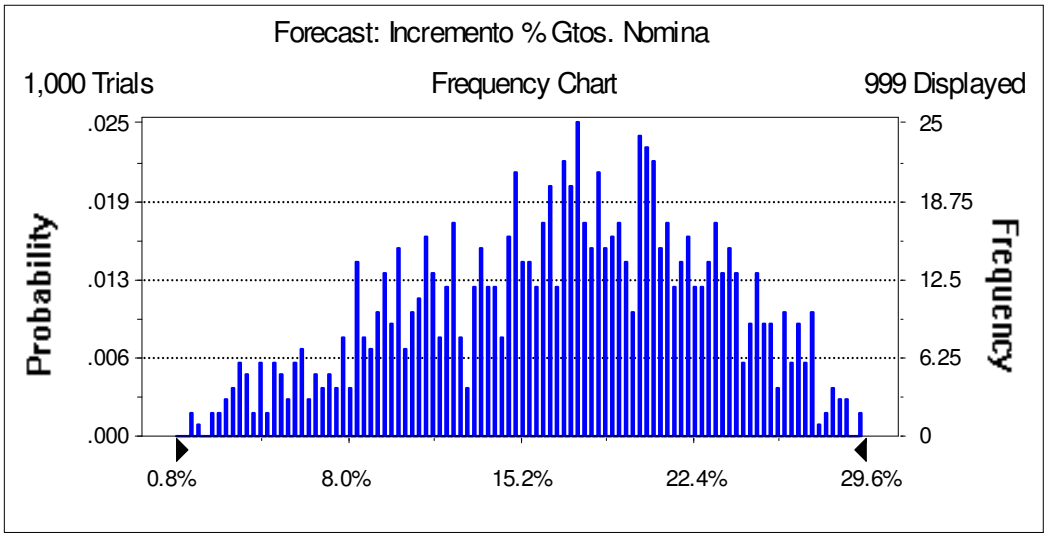
En el caso del porcentaje de venta al sector comercial, se observa en el gráfico que la mayoría de las observaciones están situadas en torno al 20%. Sin embargo existe cierta dispersión en torno a valores extremos de la curva.

Incremento de Costos de Nómina Interanual:

Resultados Estadísticos:

Forecast: Incremento % Gtos. Nomina	
Statistic	Value
Trials	1,000
Mean	16.90%
Median	17.50%
Mode	---
Standard Deviation	6.20%
Variance	0.40%
Skewness	-0.3
Kurtosis	2.39
Coeff. of Variability	0.37
Range Minimum	0.50%
Range Maximum	29.60%
Range Width	29.10%
Mean Std. Error	0.19%

Gráfico de Frecuencia:



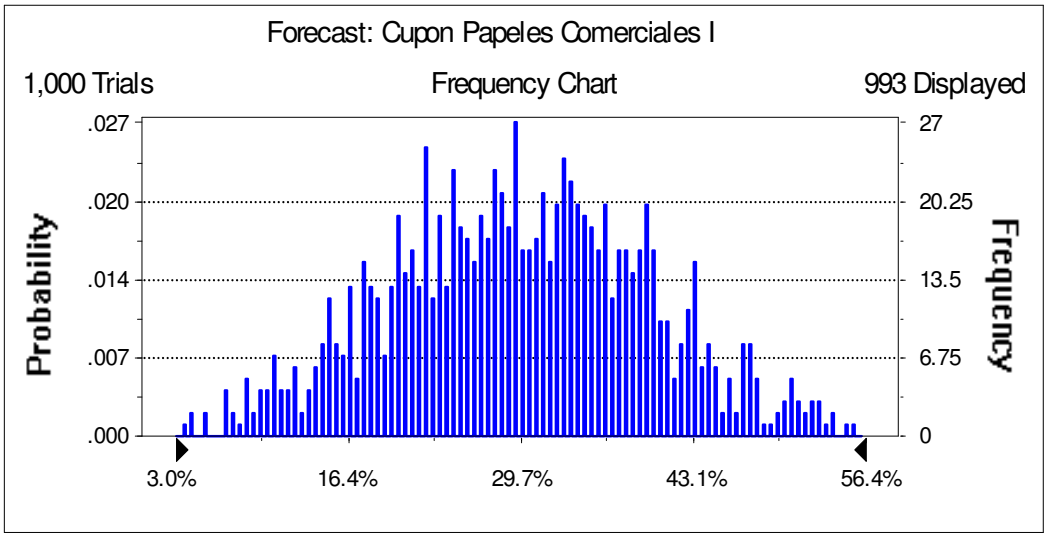
La gráfica evidencia que el resultado de las simulaciones arrojó valores medios en torno al 15% de incremento anual. Este valor es significativamente inferior al asumido inicialmente en el proyecto de 20%. Sin embargo se observa una gran dispersión de valores que van desde el 0.8% hasta el 29.6%.

Cupón de la Primera Emisión de Bonos:

Resultados Estadísticos:

Forecast: Cupon Bonos I	
Statistic	Value
Trials	1,000
Mean	29.70%
Median	29.60%
Mode	---
Standard Deviation	10.30%
Variance	1.10%
Skewness	0.05
Kurtosis	2.86
Coeff. of Variability	0.35
Range Minimum	2.00%
Range Maximum	67.80%
Range Width	65.80%
Mean Std. Error	0.33%

Gráfico de Frecuencia:



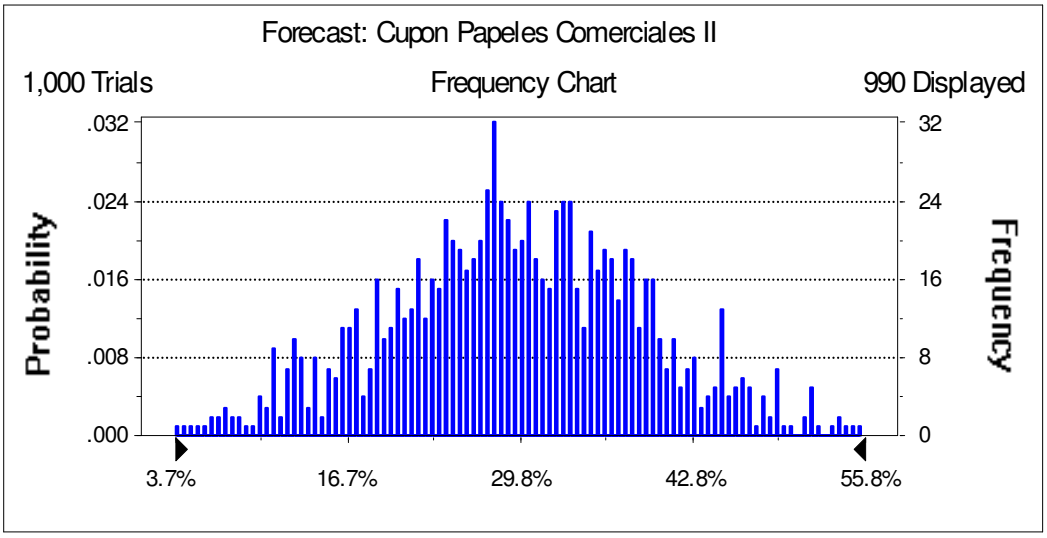
Puede observarse que la tasa de interés de la primera emisión de Bonos se ubica en torno a un valor de 30% con valores extremos que van desde 3.0% hasta 56.4%.

Cupón de la Segunda Emisión de Bonos:

Resultados Estadísticos:

Forecast: Cupon Bonos II	
Statistic	Value
Trials	1,000
Mean	29.80%
Median	29.40%
Mode	---
Standard Deviation	10.00%
Variance	1.00%
Skewness	0.18
Kurtosis	3.25
Coeff. of Variability	0.34
Range Minimum	3.50%
Range Maximum	68.50%
Range Width	65.10%
Mean Std. Error	0.32%

Gráfico de Frecuencia:



Con respecto a la tasa de interés de la segunda emisión de Bonos se ubica en torno a un valor de 30% con valores extremos que van desde 3.7% hasta 55.8%.

INFORMACION ADICIONAL SISTEMA ELECTRICO:

Sistema Integrado Nacional (SIN): Está conformado por Dieciocho (18) empresas eléctricas entre públicas y privadas agrupadas todas en CAVEINEL, La Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica y coordinadas a través de la Oficina de Operación del sistema Interconectado OPSIS.

Empresas Privadas que lo conforman:

- C.A. La Electricidad de Caracas, SAICA-SACA . - ELECAR- . Dispone de Generación, Transmisión y Distribución. Alimenta la región Capital.
- C.A. Luz Eléctrica de Venezuela. - CALEV - . Filial de Elecar.
- C.A. Luz Eléctrica del Yaracuy. - CALEY - . Filial de Elecar. Alimenta la región de San Felipe, Estado Yaracuy.
- C.A. La Electricidad de Guarenas y Guatire. - ELEGGUA -. Filial de Elecar
- C.A. Electricidad de Valencia. - ELEVAL - . Dispone de Generación, Transmisión y Distribución. Alimenta la ciudad de Valencia en el Edo. Carabobo.
- C.A. Luz y Fuerza Eléctrica de Puerto Cabello. - CALIFE - . Dispone de Distribución únicamente. Alimenta la ciudad de Puerto Cabello en el Estado Carabobo.
- C.A. La Electricidad de Ciudad Bolívar. - ELEBOL - . Dispone de Distribución únicamente. Atendiendo a Ciudad Bolívar en el Estado Bolívar.
- C.A. Sistema Eléctrico de Nueva Esparta. - SENECA - . Dispone de Generación, Transmisión y Distribución. Atiende la isla de Margarita en el Estado Nueva Esparta.

Empresas Públicas que lo conforman

- Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico. - CADAFE - . Dispone de Generación, Transmisión y Distribución. Atiende en todo el territorio nacional
- Electricidad de Oriente. - ELEORIENTE - . Filial de CADAFE. Atiende el Oriente de Venezuela (Los estados: Anzoátegui, Sucre y Bolívar).
- Electricidad del Centro. - ELECENTRO - . Filial de CADAFE. Atiende el Centro de Venezuela (Los estados: Aragua, Miranda, Guarico, Apure y Amazonas).
- Electricidad de Occidente. - ELEOCCIDENTE - . Filial de CADAFE. Atiende el Occidente de Venezuela (Los estados: Carabobo, Cojedes, Falcón y Portuguesa) .

- Compañía Anónima de Electricidad de los Andes. - CADELA - . Filial de CADAFE. Atiende los estados: Táchira, Mérida, Trujillo y Barinas.
- Sistema Eléctrico de los estados Monagas y Delta Amacuro. - SEMDA - . Filial de CADAFE. Atiende los estados Monagas y Delta Amacuro.
- CVG Electrificación del Caroní, C.A. - EDELCA - . Dispone de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica. Alimentando a Guayana.
- C.A. Energía Eléctrica de Barquisimeto. - ENELBAR - . Dispone de Generación, Transmisión y Distribución. Atiende el Estado Lara.
- C.A. Energía Eléctrica de Venezuela. - ENELVEN - . Dispone de Generación, Transmisión y Distribución. Atiende el Estado Zulia.
- C.A. Energía Eléctrica de la Costa Oriental. - ENELCO - . Filial de Eneleven. Alimenta la costa oriental del lago de Maracaibo.

El Sistema Eléctrico Interconectado en Venezuela y la OPSIS

El sistema eléctrico interconectado en Venezuela, es controlado a través de la Oficina de Operación del Sistema Interconectado (OPSIS). Organismo creado en al año de 1.968, cuando CADAFE y Electricidad de CARACAS (ELECAR), firman un convenio de interconexión eléctrica entre ambas empresas, con el objeto de optimizar el uso y la operación del mismo y realizar la venta de energía eléctrica hacia ELECAR.
En la actualidad está integrada por cuatro (4) empresas:
EDELCA
CADAFE
ELECTRICIDAD DE CARACAS
ENELVEN
De acuerdo a la información presentada por la OPSIS en Febrero98, la energía total generada en 1997, por: CADAFE, EDELCA, ELECAR y ENELVEN, correspondió a 76.277 GWh. Donde el 41,5% del consumo total lo obtuvo CADAFE.

La capacidad de Generación Instalada del sistema interconectado asciende a 19.031 MW, donde EDELCA representa el 59% de la generación y CADAFE el 22%. Debido a los

grandes recursos hidrológicos con que cuenta Venezuela, el 62% del total generado corresponde a energía proveniente de centrales hidroeléctricas. Energía producida de forma económica y no contaminante.

7. NOTAS BIBLIOGRÁFICAS:

- Blanco R. Adolfo, Formulación y Evaluación de Proyectos, Fondo Editorial Tropykos, Tercera Edición, 2003

- Brealey Richard y Myers Stewart, Principios de Finanzas Corporativas, Mc Graw Hill, Cuarta Edición, 1993.

- Chávez Ana, Sbarra Alexander, Palacios Esmir y Matány Javier, Estudio de factibilidad para la instalación de una Planta de Generación de Energía Eléctrica Independiente (IPP) Localizada en la zona Industrial del Estado Carabobo, Formulación y Evaluación de Proyectos, UCAB, 2004.

- García L. Carmen y Villatorio Francisco, Técnicas de Simulación mediante el método de Montecarlo, Universidad de Málaga.

- González Rosada, Martín. Esperanza Matemática, Media y Varianza. España, 2002.

- Gujarati, Damodar, Econometría, Mc Graw Hill, Segunda Edición, 1995.

- Mas-Colell Andreu, Whinston Michael y Green Jerry, Microeconomic Theory, Oxford University Press, 1995.

- Pértegas Díaz, S., Pita Fernández, La distribución normal. Complejo Hospitalario Juan Canalejo. A Coruña (España), 2001.

- Vélez Pareja, Ignacio, Decisiones Empresariales bajo Riesgo e Incertidumbre, Grupo Editorial Norma, 2003.

8. INDICE:

Sección 1: INTRODUCCIÓN **Pág. 2**

Sección 2: LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS Y EL RIESGO **4**
2.1 Riesgo 4
2.1.1 Riesgo e Incertidumbre 5
2.1.2 Distribución Normal 5
2.1.2.1 Media 7
2.1.2.1 Varianza y Desviación Estándar 7
2.2 Evaluación de Proyectos y Riesgo 7
2.2.1 Análisis de Sensibilidad 8
2.2.2 Análisis de Escenarios 10
2.2.3 Simulaciones 11
2.2.3.1 Simulaciones de Montecarlo 11
2.2.3.2 Crystalball 14

Sección 3: CASO DE ESTUDIO **15**
3.1 Resumen General del Proyecto 16
3.1.1 El Mercado 16
3.1.2 Estudio Económico 34
3.1.2.1 Inversión Inicial 34
3.1.2.2 Costos Operativos 37
3.1.2.3 Gastos Operacionales y Administrativos 38
3.1.2.4 Estimación de Ingresos 40
3.1.2.5 Programa de Financiamiento del Proyecto 41
3.1.2.6 Tasa de descuento Flujo de Caja del Inversionista 42
3.2 Resultados de la Evaluación del Proyecto 44

Sección 4: ANÁLISIS DE RIESGO **46**
4.1 Análisis de Sensibilidad 46
4.2 Análisis de Escenarios 50
4.3 Simulaciones 51

Sección 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES **59**

Sección 6: ANEXOS **64**

Sección 7: NOTAS BIBLIOGRÁFICAS **75**