

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS

MAESTRIA EN FINANZAS PUBLICAS PROVINCIALES Y MUNICIPALES

Análisis Socioeconómico de la Inclusión de la Provincia de Santa Cruz en el Sistema Argentino de Interconexión de Energía Eléctrica

Tesista: Cr. Favio A. Vazquez

Director: Lic. Néstor A. Félix

Fecha: Octubre 2004

RESUMEN EJECUTIVO

La provincia de Santa Cruz recibe un subsidio a la energía eléctrica con el fin de nivelar las tarifas por el alto costo de la modalidad actual de abastecimiento a través de generación aislada, con la vinculación al Sistema Argentino de Interconexión de energía eléctrica se lograría un costo de generación mínimo.

Para evaluar la conveniencia de la realización del proyecto de interconexión, a igual beneficio marginal social, se hace necesario calcular la diferencia entre el costo incurrido por atender la demanda de energía para el sistema como unidad independiente, versus el sistema integrado.

En el presente trabajo se hace uso de la teoría económica y a través de un análisis beneficio-costos se construye un modelo que determina la rentabilidad económica del proyecto desde un punto de vista social en base al análisis de distintas alternativas, complementándose con un análisis de sensibilidad y riesgo.

ÍNDICE

INDICE DE CUADROS.....	5
INDICE DE GRAFICOS.....	5
INDICE DE ANEXOS.....	5
AGRADECIMIENTOS.....	6
INTRODUCCIÓN.....	7
CAPITULO 1	
ASPECTOS CONCEPTUALES Y METODOLOGICOS DE LA EVALUACION SOCIOECONOMICA DE PROYECTOS.....	9
1.1 Diferencia entre evaluación socioeconómica y evaluación privada	9
1.2 Beneficios y costos socioeconómicos.....	10
1.2.1 Beneficios y costos socioeconómicos directos	10
1.2.2 Beneficios y costos socioeconómicos indirectos	11
1.2.3 Externalidades del proyecto.....	11
1.2.4 Beneficios y costos intangibles.....	11
1.3 Criterios para la evaluación de proyectos.....	11
1.3.1 Valor actual neto social (VANS).....	12
1.3.2 Tasa interna de retorno social(TIRS).....	13
1.3.3 Razón beneficio -costo socioeconómico (RBCS)	13
1.3.4 Periodo de recupero social de la inversión (PRSI).....	13
1.4 Precios de cuenta y tasa social de descuento.....	14
1.4.1 Precios de cuenta	14
1.4.2 Tasa social de descuento.....	14
1.5 Análisis de sensibilidad y riesgo.....	14
1.5.1 Incertidumbre del proyecto.....	14
1.5.2 Análisis de sensibilidad.....	14
1.5.3 Análisis de riesgo.....	14
CAPITULO 2	
PRINCIPALES CARACTERISTICAS DEL SISTEMA ELECTRICO ARGENTINO.....	15
2.1 Estructura del sector eléctrico.....	15
2.1.1 Generación.....	16
2.1.2 Transporte.....	16
2.1.3 Distribución	17
2.2 Oferta y Demanda.....	17
2.3 Impuestos y subsidios a la energía eléctrica.....	18
2.3.1 Impuestos a la energía eléctrica.....	18
2.3.1.1 Impuestos de origen nacional.....	18
2.3.1.2 Impuestos de origen provincial.....	19
2.3.1.3 Impuestos de origen municipal	19
2.3.1.4 Subsidios.....	19
2.4 Tarifas eléctricas.....	19
2.4.1 Tarifas de transporte.....	19
2.4.2 Tarifas de distribución	19
2.5 Plan Federal de Transporte.....	20
2.5.1 Interconexión MEM-MEMSP.....	20
2.5.2 Interconexión Puerto Madryn-Pico Truncado.....	21

CAPITULO 3	
ABASTECIMIENTO ELECTRICO EN LA PROVINCIA DE SANTA CRUZ.....	22
3.1 Descripción.....	22
3.2 Subsidios y transferencias	23
3.3 Usuarios del sistema	23
3.4 Facturado a usuario final	24
3.5 Estructura tarifaria.....	25
3.6 Potencial eléctrico.....	25
CAPITULO 4	
EL PROYECTO: INTERCONEXION DE LA PROVINCIA DE SANTA CRUZ AL SADI.....	27
4.1 Identificación del problema.....	27
4.2 Marco institucional	27
4.3 El Proyecto. Objetivo y definición	28
4.4 Situación sin proyecto.....	28
4.5 Análisis y alternativas.....	29
4.6 Características del modelo a utilizar.....	29
4.6.1 Supuestos establecidos	29
4.6.2 Identificación de beneficios	30
4.6.3 Determinación del horizonte de Análisis	31
4.6.4 Precios de cuenta a utilizar para ajustar los flujos en términos sociales.....	31
4.6.5 Demanda.....	31
4.6.6 Tasa social de descuento.....	31
4.7 Evaluación social del proyecto.....	31
4.7.1 Calculo de costos sociales directos de la situación sin proyecto.....	32
4.7.1.1 Costos de generación de energía	32
4.7.1.2 Costo de la energía no suministrada.....	32
4.7.1.3 Inversión en expansión de la generación	32
4.7.1.4 Costos sociales directos de la situación sin proyecto.....	33
4.7.2 Calculo de costos sociales directos de la situación con proyecto.....	33
4.7.2.1 Costo de compra de energía	33
4.7.2.2 Costo de la energía no suministrada.....	34
4.7.2.3 Inversiones.....	34
4.7.2.4 Remuneración al transporte.....	35
4.7.2.5 Costos sociales directos de la situación con proyecto	35
4.7.3 Beneficios sociales directos netos.....	35
4.7.4 Beneficios y costos socioeconómicos indirectos y externalidades del proyecto.....	36
4.7.5 Beneficios y costos intangibles	36
4.7.6 Indicadores de rentabilidad del proyecto.....	36
4.7.7 Razón de Beneficio –Costo Socioeconómica (RBCS)	37
4.7.8 Periodo de recupero social de la inversión (PRSI)	37
4.8 Análisis de sensibilidad y riesgo.....	37
4.8.1 Análisis de sensibilidad.....	38
4.8.2 Análisis de riesgo	40
CONCLUSIONES.....	44
BIBLIOGRAFÍA.....	45
PÁGINAS WEB CONSULTADAS.....	46

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro Nº 1	<i>Evaluación Privada y Socioeconómica</i>	10
Cuadro Nº 2	<i>Centrales Eléctricas por Localidad</i>	23
Cuadro Nº 3	<i>Cantidad de Usuarios</i>	24
Cuadro Nº 4	<i>Facturado a Usuario Final (MWH)</i>	24
Cuadro Nº 5	<i>Estructura Tarifaria</i>	25
Cuadro Nº 6	<i>Generación y Demanda Estimada para el año 2003</i>	29
Cuadro Nº 7	<i>Demanda en el Plan Federal de Transporte</i>	31
Cuadro Nº 8	<i>Factor de Ajuste</i>	34
Cuadro Nº 9	<i>Análisis de Sensibilidad en Alternativa A (500KV)</i>	38
Cuadro Nº 10	<i>Análisis de Sensibilidad en Alternativa B (220KV)</i>	39
Cuadro Nº 11	<i>Análisis de Sensibilidad en Alternativa C (132KV)</i>	39
Cuadro Nº 12	<i>Estadísticos del VANS</i>	40
Cuadro Nº 13	<i>Percentiles del VANS</i>	42
Cuadro Nº 14	<i>Estadísticos de la TIRS</i>	42
Cuadro Nº 15	<i>Percentiles de la TIRS</i>	43

ÍNDICE DE GRAFICOS

Gráfico Nº 1	<i>Distribución del VANS – Alternativa A (500KV)</i>	41
Gráfico Nº 2	<i>Distribución del VANS – Alternativa B (220KV)</i>	41
Gráfico Nº 3	<i>Distribución del VANS – Alternativa C (132KV)</i>	41
Gráfico Nº 4	<i>Distribución de la TIRS – Alternativa A (500KV)</i>	42
Gráfico Nº 5	<i>Distribución de la TIRS – Alternativa B (220KV)</i>	43
Gráfico Nº 6	<i>Distribución de la TIRS – Alternativa C (132KV)</i>	43

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo A	<i>Mapas</i>	47
	<i>Mapa A1 Sistema Argentino de Interconexión y Sistema de Interconectado Patagónico</i>	47
	<i>Mapa A2 Plan Federal de Transporte</i>	48
	<i>Mapa A3 Interconexión MEM–MEMSP</i>	49
	<i>Mapa A4 Línea de Transmisión del Proyecto de Interconexión de la Provincia de Santa Cruz al SADI</i>	50
Anexo B	<i>Presupuestos</i>	51
	<i>1-Presupuestos de líneas</i>	51
	<i>Cuadro B1 Alternativa A (500KV)</i>	51
	<i>Cuadro B2 Alternativa B(220KV) y Alternativa C (132 KV)</i>	52
	<i>2-Presupuestos Estaciones Transformadoras</i>	52
	<i>Cuadro B3 Presupuestos Estaciones Transformadoras</i>	52
	<i>3-Presupuestos de Inversiones Futuras</i>	53
	<i>3.1-Situación con Proyecto</i>	53
	<i>Cuadro B4 Inversiones estimadas en situación con Proyecto</i>	53
	<i>3.2-Situación sin Proyecto</i>	53
	<i>Cuadro B5 Valores Limites Potencia / Generación</i>	53
	<i>Cuadro B6 Valores Equipos de Generación</i>	53
	<i>Cuadro B7 Inversiones Estimadas en Situación sin Proyecto</i>	54

<i>Anexo C</i>	<i>Beneficios Sociales Netos Directos.....</i>	<i>55</i>
	<i>Cuadro C1 Alternativa A (500KV).....</i>	<i>55</i>
	<i>Cuadro C2 Alternativa B (220KV).....</i>	<i>56</i>
	<i>Cuadro C3 Alternativa C (132KV).....</i>	<i>57</i>
<i>Anexo D</i>	<i>Distribución de Variables.....</i>	<i>58</i>
<i>Anexo E</i>	<i>Pérdidas de Energía.....</i>	<i>60</i>
	<i>Ilustración E1 Alternativa A (500KV).....</i>	<i>61</i>
	<i>Ilustración E2 Alternativa B (220KV).....</i>	<i>62</i>
	<i>Ilustración E3 Alternativa C (132KV).....</i>	<i>62</i>
<i>Anexo F</i>	<i>Energía No Suministrada.....</i>	<i>63</i>
	<i>Cuadro F1 Estimación de la energía no Suministrada.....</i>	<i>63</i>
<i>Anexo G</i>	<i>Estimación Actual del Valor de los Generadores.....</i>	<i>64</i>
	<i>Cuadro G1 Estimación Actual del Valor de los Generadores.....</i>	<i>64</i>

AGRADECIMIENTOS

- Ing. Daniel Cameron. *Secretario de Energía de la Nación.*
- Ing. Miguel Angel Mazza Campos. *Secretaría de Energía de la Nación.*
- Ing. Luis Barletta. *Presidente de S.P.S.E. de la Pcia. de Santa Cruz.*
- Ing. Eduardo Ñañez. *Oficina de Ingeniería de S.P.S.E. de la Pcia. de Santa Cruz.*
- Ing. Ernesto Dardis. *Director de Energía de la Provincia de Santa Cruz.*
- Ing. Isidro Muchino. *Universidad Nacional de San Juan.*
- Ing. Patricia Arnera. *Director IITREE-LAT- Facultad de Ingeniería- UNLP.*
- Ing. Augusto Cassino. *Prof. de Electrotecnia - Universidad Nacional de La Plata.*
- Ing. Sabino Mastrángelo. *CAMMESA.*
- Ing. Ricardo Patterson. *Diputado de la Nación por la Pcia. de Santa Cruz.*
- Ing. Sergio Quintero. *Consejo Agrario de la Pcia. de Santa Cruz.*

INTRODUCCIÓN

El abastecimiento de energía eléctrica a una zona se puede efectuar mediante conexión a un sistema eléctrico que se encuentra en operación o a través de generación propia. Las líneas de transmisión de electricidad buscan interconectar regiones alejadas, en donde no existe el servicio de energía eléctrica o en donde, para atenderlo, se incurre en costos muy elevados. La interconexión puede conseguir que la operación del sistema aislado sea más económica, al permitir intercambiar energía generada de diferentes formas, logrando un costo de generación mínimo.

En la Provincia de Santa Cruz, la mayoría de las localidades poseen usina térmica de generación propia de electricidad, a cargo de la empresa Servicios Públicos Sociedad del Estado (SPSE). Producto de los mayores costos que se generan por esta modalidad de abastecimiento, la ley Nacional 23.681/89 estableció un recargo sobre el precio de venta de la electricidad del seis por mil (6 ‰), de las tarifas vigentes en cada período y en cada zona del país aplicadas a consumidores finales. El producto total del recargo se destina a la empresa SPSE, con el objeto de realizar inversiones en los sectores eléctricos y reducir el nivel de las tarifas aplicadas a los usuarios de electricidad, a los efectos de que tiendan a alcanzar los niveles tarifarios promedio del resto del país. La mencionada ley establece que la Provincia de Santa Cruz será beneficiada por el gravamen hasta la interconexión de la misma con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). El impuesto de la ley 23.681/89 actúa como un subsidio desde los consumidores de energía eléctrica del resto del país, hacia los habitantes de la Provincia de Santa Cruz.

El Decreto 1378/2001 del Poder Ejecutivo Nacional instruye al Ministerio de Infraestructura y Vivienda a realizar las acciones que sean necesarias para la construcción de la obras de interconexión; mencionando que, luego de cubrir los costos que la obra demande, el recargo de la ley Nº 23.681 perderá su vigencia. En el Convenio Complementario a la Segunda Addenda al Compromiso Federal por el Crecimiento y la Disciplina Fiscal, celebrado en noviembre de 2001 se estableció que el Decreto 1.378/2001, comenzará a ejecutarse según sus previsiones, cuando la obra de interconexión que vincule a la Provincia de Santa Cruz con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), incluya a la ciudad de Río Gallegos (Santa Cruz). Dentro del Plan Federal de Transporte en 500 kV se está construyendo la obra que conectará al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) con el Sistema Interconectado Patagónico (SIP), uniendo las localidades de Choele Choel (Río Negro) y Puerto Madryn (Chubut). La Resolución 831/2003 de la Secretaría de Energía de la Nación incorpora al Plan Federal de Transporte la interconexión en Extra Alta Tensión entre Puerto Madryn y Pico Truncado (Santa Cruz). Según la normativa actual, con la vinculación entre Pico Truncado y Río Gallegos se consideraría incluida a la Provincia de Santa Cruz en el Sistema Argentino de Interconexión de Energía Eléctrica.

En el presente trabajo se hace uso de la teoría económica para realizar un análisis beneficio-costos que determine la rentabilidad económica desde un punto de vista social del proyecto que vincule mediante interconexión eléctrica a las ciudades de Pico Truncado con Río Gallegos y localidades intermedias, es decir si al país como un todo le resulta o no conveniente que la Provincia de Santa Cruz forme parte del Sistema Argentino.

Cabe destacar que este tipo de análisis no se ha realizado para este caso en particular, como tampoco en gran parte de los proyectos de inversión que se realizan en nuestro país, a pesar de que el proceso de evaluación socioeconómica al identificar, cuantificar y valorar costos y beneficios sociales, representa una herramienta de mucha utilidad en lo que refiere a definir cuales deben ser las prioridades de la sociedad, en materia de asignación de recursos para inversión.

La estructura del trabajo comienza en el capítulo 1 con algunos conceptos generales de evaluación socioeconómica de proyectos, su diferencia con la evaluación privada y la definición de los principales criterios que se utilizan para la toma de decisiones. En los dos siguientes capítulos se contextualiza la problemática, introduciendo en el capítulo 2 las principales características que presenta el Sistema Eléctrico Argentino, y en el capítulo 3 los aspectos más importantes sobre el actual abastecimiento eléctrico en la Provincia de Santa Cruz. El capítulo 4 es la esencia de este trabajo, ya que trata sobre el proyecto en sí, se plantea la situación base o sin proyecto optimizada, luego comparando los costos de la situación con proyecto versus lo que hubiera sucedido sin proyecto, se construye un flujo de fondos considerando costos sociales diferenciales (beneficios), para concluir con la obtención de los indicadores de rentabilidad del proyecto: Valor Actual Neto Social (VANS), Tasa Interna de Retorno Social (TIRS), Razón Beneficio-Costo Socioeconómica (RBCS), y se calcula el Período de Recupero Social de la Inversión (PRSI). Luego, se realiza un análisis de sensibilidad para determinar la criticidad de ciertas variables en los indicadores de rentabilidad y un análisis de riesgo que arroja la distribución de probabilidades de los resultados obtenidos. Por último, se presentan las conclusiones.

CAPÍTULO 1

ASPECTOS CONCEPTUALES Y METODOLÓGICOS DE LA EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICA DE PROYECTOS

1.1 DIFERENCIA ENTRE EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICA Y EVALUACIÓN PRIVADA

Un proyecto de inversión implica el uso de recursos en determinadas actividades con el objeto de contribuir a lograr ciertos resultados. Generalmente los proyectos de inversión tienen como objetivo resolver un problema o necesidad de la población, que debe satisfacerse a través de una adecuada asignación de los recursos, obteniendo de los factores escasos como el capital, materiales y el humano, el máximo rendimiento posible, ya sea desde el punto de vista de la empresa o de la sociedad.

La teoría económica enfocada al análisis de proyectos intenta dotar de racionalidad al proceso de toma de decisiones, tanto en el ámbito público como en el privado, para maximizar la utilidad de los beneficiarios del proyecto. En este sentido, existen varios métodos utilizables para evaluar proyectos, entre los que se destacan el método beneficio-costos, costo-eficiencia, valuación contingente, etc; que intentan determinar la conveniencia de llevar adelante una inversión o seleccionar, entre varias alternativas, la más conveniente.

En la evaluación privada, al agente económico que va a tomar la decisión de ejecutar o no un proyecto, le interesa saber que ocurrirá con su riqueza a raíz de la decisión que se tome; el proyecto se ejecutará solo si se prevé que su riqueza aumentará con relación a la situación sin proyecto. Los beneficios y costos a tener en cuenta en este caso, son los que percibe el propio agente económico, sin considerar si hay otras personas o actividades que se benefician o se perjudican con ese proyecto.

En la evaluación socioeconómica, lo importante es el efecto que se produce en la comunidad en su conjunto; interesa determinar si el bienestar del país como un todo aumenta o disminuye como consecuencia del proyecto; si en la situación con proyecto se prevé que el país alcanza un mayor bienestar que en la situación sin proyecto, convendrá que éste sea ejecutado. Los beneficios y costos a tener en cuenta en este caso, son los que perciben todos los habitantes del país, no basta con considerar los beneficios y costos que el proyecto implica para quien lo lleva a cabo (empresa privada, empresa pública, administración central, etc.), sino también los efectos directos e indirectos del proyecto para toda la comunidad. El fin principal de la evaluación socioeconómica es identificar proyectos rentables, en donde la asignación de los recursos responda a los objetivos de política económica trazados por el Estado. Si bien en un paso posterior pueden analizarse los efectos distributivos del proyecto, en principio, no interesa determinar quienes se benefician y quienes se perjudican con su ejecución.

Un proyecto puede ser rentable para un agente económico privado y para toda la comunidad a la vez, o puede ser rentable privadamente y no serlo para la comunidad o viceversa. De esta manera nos encontramos con cuatro situaciones que se exponen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 1 – Evaluación privada y socioeconómica

	RENTABLE SOCIALMENTE	NO RENTABLE SOCIALMENTE
RENTABLE PRIVADAMENTE	A	B
NO RENTABLE PRIVADAMENTE	C	D

Fuente: elaboración propia.

En **A** tenemos la situación ideal, donde el proyecto genera incremento en la riqueza de quien lo lleva a cabo y un aumento en el bienestar del país.

En **B** tenemos proyectos que mejoran el bienestar privado pero no son rentables para la sociedad en su conjunto.

En **C** los proyectos no son rentables privadamente pero producen mayor bienestar en la sociedad.

En **D** los proyectos no son convenientes desde el punto de vista privado ni del social.

Los proyectos que se encuentren en la situación **A** siempre se llevarán a cabo, en cambio los **D** nunca, dado que nadie se beneficia con su ejecución. En los proyectos encuadrados en la situación **C**, el gobierno debe participar activamente llevándolos adelante o creando los incentivos adecuados para que los agentes privados los realicen. En la situación **B**, el gobierno debe intervenir corrigiendo las distorsiones que hacen que los agentes privados realicen proyectos que reducen el bienestar social.

1.2 BENEFICIOS Y COSTOS SOCIOECONÓMICOS

1.2.1 Beneficios y Costos Socioeconómicos Directos

Los beneficios directos que un proyecto genera en la comunidad están dados por el valor que tienen para la misma la disponibilidad de bienes y servicios adicionales consecuencia de la realización del proyecto. El valor económico unitario de esos bienes y servicios recibe el nombre de precios sociales o precios sombra. Los *beneficios socioeconómicos directos* para cada año t BSD_t , están dados por:

$$BSD_t = \sum_i X_i P_i^* \quad (1)$$

donde X_i es la cantidad producida del bien o servicio "i" y P_i^* el precio social de los mismos.

Los *costos sociales directos* están dados por el valor que tienen para la comunidad los recursos productivos utilizados por el proyecto para la producción de bienes y servicios. Denominando Y_j a la cantidad de insumo "j" utilizada y P_j^* a su precio social unitario, tenemos:

$$CSD_t = \sum_j Y_j P_j^* \quad (2)$$

Podemos expresar los dos términos anteriores en una sola ecuación obteniendo el *beneficio socioeconómico neto directo* para un año t:

$$BSND_t = \left(\sum_i X_i P_i^* - \sum_j Y_j P_j^* \right) \quad (3)$$

1.2.2 Beneficios y Costos Socioeconómicos Indirectos

Un proyecto puede ocasionar efectos indirectos por el hecho de afectar mercados de bienes relacionados no considerados en la determinación de los precios económicos de X_i o Y_j ; esos efectos deben ser tenidos en cuenta en la evaluación socioeconómica. Llamando B_h^* el beneficio neto implícito en el consumo (producción) del bien Z_h y ΔZ_h el cambio inducido en la producción o consumo del bien o servicio Z_h , los beneficios socioeconómicos netos indirectos del proyecto en un año t serían:

$$BSNI_t = \left(\sum \Delta Z_h B_h^* \right)_t \quad (4)$$

1.2.3 Externalidades del Proyecto

Como consecuencia de la producción o el consumo de los bienes y servicios generados por el proyecto puede ocasionarse perjuicios o beneficios, no reflejados en los precios de mercado, que afectan la conducta de otras unidades económicas. Estos costos y beneficios deben considerarse en la evaluación socioeconómica. Al valor de las externalidades para el período t lo denominamos E_t .

1.2.4 Beneficios y Costos Intangibles

Los proyectos pueden generar un conjunto de beneficios y costos que resultan difíciles de valorar monetariamente, o incluso difíciles de identificar y cuantificar, y que si bien no se llegan a valorar en unidades monetarias, al afectar el bienestar de la comunidad, deben ser tenidos en cuenta en la decisión de ejecutar o no el proyecto. Dentro de estos beneficios y costos intangibles suelen incluirse los efectos que los proyectos pueden tener sobre la calidad de vida de determinada población y sobre la distribución personal y regional del ingreso.

1.3 CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS

La identificación de los beneficios y costos que el proyecto generará es la etapa previa a la aplicación de un determinado criterio de decisión sobre la conveniencia de realizar o no dicho proyecto.

Para identificar los flujos relevantes de un proyecto, es necesario tener en cuenta ciertos requisitos que estos flujos deben cumplir. Los mismos deben ser líquidos o reales, futuros y diferenciales. Líquidos en el sentido de que deben ser flujos que impliquen desembolsos o ingresos reales de efectivo y la consideración de esos flujos debe hacerse en el mismo período en que se producen. Futuros dado que sólo los flujos futuros deben considerarse, por lo que cualquier ingreso o egreso ocurrido en el pasado no se debe considerar. Diferenciales en el sentido de que el beneficio o costo debe ser diferencial respecto a que dicho proyecto no se realice.

Si el flujo de beneficios superan a los costos, el flujo positivo resultante deberá generar un exceso por sobre el valor de la inversión que representará la rentabilidad del proyecto, la cual, dependiendo de su monto, justificará o no el sacrificio de la inversión.

Para el procesamiento de la información que brindan los flujos de fondos se utilizan distintos criterios e indicadores que facilitan la toma de decisiones; éstos son necesarios pero no suficientes, ya que su sola aplicación no determina automáticamente el camino a seguir, sino que con la conjunción de otros elementos (políticos, estratégicos, de riesgo, etc.) se llegará a la decisión final.

Los criterios e indicadores que se aplican a la evaluación socioeconómica son los mismos que se usan para la evaluación privada con las siguientes diferencias:

- a) En la evaluación privada se valoran los bienes producidos y los utilizados de acuerdo a los precios de mercado, mientras que en la evaluación socioeconómica se utilizan los precios sociales.
- b) El costo social del capital es distinto al costo privado, lo que implica una distinta tasa de descuento.
- c) En la evaluación socioeconómica se consideran efectos indirectos, efectos intangibles y externalidades no tenidos en cuenta en la evaluación privada.

1.3.1. Valor Actual Neto Social (VANS)

El Valor Actual Neto (VAN) es un indicador de rentabilidad que expresa en moneda actual una serie de flujos futuros. Para calcularlo se deben actualizar (al momento cero) todos los flujos netos (ingresos menos egresos) generados por el proyecto durante su horizonte de análisis.

El proyecto será rentable cuando el flujo actualizado de ingresos supere al de egresos, es decir, cuando el VAN sea positivo¹:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Flujo de Fondos}_t}{(1+r)^t} > 0 \quad (5)$$

siendo r la tasa de interés y t cada uno de los períodos analizados.

El Valor Actual Neto Social (VANS) se define como la suma del valor neto de los efectos directos, indirectos y las externalidades del proyecto, actualizados a la tasa social de descuento:

$$VANS = \sum_{t=0}^n \frac{(BSND + BSNI + E)_t}{(1+r^*)^t} > 0 \quad (6)$$

siendo $BSND_t$ los beneficios socioeconómicos netos directos, $BSNI_t$ los beneficios socioeconómicos netos indirectos, E_t el valor asignado a las externalidades que el proyecto genera en el año t , y r^* la tasa socioeconómica de descuento.

¹ Esto implica que el proyecto agrega riqueza al agente que lo lleva a cabo.

1.3.2. Tasa Interna de Retorno Social (TIRS)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que hace que el VAN de los flujos de un proyecto sea igual a cero. En una definición más conceptual podríamos decir que la TIR es la rentabilidad interna del proyecto ρ que satisface la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Flujo de Fondos}_t}{(1 + \rho)^t} = 0 \quad (7)$$

La Tasa Interna de Retorno Social (TIRS) por su parte, es la tasa de descuento ρ^* que hace cero el VANS:

$$VANS = \sum_{t=0}^n \frac{(BSND + BSNI + E)_t}{(1 + \rho^*)^t} = 0 \quad (8)$$

Suponiendo que el proyecto tiene un comportamiento normal, sería conveniente realizar la inversión cuando la tasa socioeconómica de descuento es menor que la tasa interna de retorno social $r^* < \rho^*$.

1.3.3. Razón Beneficio – Costo Socioeconómica (RBCS)

Es una regla equivalente al VANS, determina que la inversión debe realizarse si los beneficios son mayores que los costos, para lo cual se hace el cociente entre el valor actual de los beneficios y el valor actual de los costos:

$$RBCS = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Ingresos}_t}{(1 + r^*)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Egresos}_t}{(1 + r^*)^t}} \quad (9)$$

el proyecto es conveniente si $RBCS > 1$.

Este método determina un índice de rentabilidad, necesitando realizar dos actualizaciones y luego calcular una razón, en cambio el VANS entrega un valor concreto efectuando una simple resta.

1.3.4. Período de Recupero Social de la Inversión (PRSI)

El período de recupero social de la inversión ($PRSI$) es el número de períodos necesarios para recuperar la inversión inicial (I_0).

Si los flujos son idénticos y constantes para todo el período, el Período de Recupero de la Inversión, se representa con la expresión:

$$PRSI = \frac{I_0}{BNSD}$$

Si el flujo neto difiere entre períodos, el cálculo se realiza por suma acumulada de dichos flujos descontados hasta igualar o sobrepasar el valor de la inversión.

1.4 PRECIOS DE CUENTA Y TASA SOCIAL DE DESCUENTO

1.4.1. Precios de Cuenta

Los precios de cuenta o precios sociales (P^*) representan la contribución al bienestar económico de un cambio unitario en la disponibilidad de un bien o servicio, dicha contribución se mide mediante el concepto de "variación compensatoria" que indica en cuanto es necesario cambiar el ingreso monetario de una persona para que ella considere que disfruta del mismo nivel que en la situación sin proyecto. Los precios de cuenta difieren de los precios de mercado por la existencia de imperfecciones de mercado, bienes públicos, restricciones legales, etc; para llegar a estimar los precios de cuenta de los distintos bienes y servicios se le hacen ajustes a los precios de mercado que estarán en función de las medidas o situaciones distorsivas existentes en los respectivos mercados.

1.4.2. Tasa Social de Descuento

La tasa social o socioeconómica de descuento (r^*) representa el costo en que incurre la sociedad cuando el sector público extrae recursos para financiar sus proyectos; se la utiliza para descontar los flujos de beneficios netos en los criterios de evaluación socioeconómica de proyectos anteriormente analizados.

En los años 90' en Argentina se utilizó la tasa de rendimiento de los bonos a largo plazo del Gobierno como proxy de la tasa de descuento, para utilizarla en proyectos de inversión pública.

1.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y RIESGO

1.5.1 Incertidumbre del Proyecto

En el proceso de evaluación de proyectos se estiman valores futuros de las variables proyectadas basándose en datos disponibles, obteniendo un valor único, que implica suponer ese valor como cierto, presentando el resultado del proyecto como una certidumbre, cuando en realidad el futuro es siempre, en algún grado, incierto. Esto nos lleva a concluir que la determinación de la rentabilidad de un proyecto es condición necesaria pero no suficiente para la toma de decisiones de inversión en un contexto de incertidumbre, haciéndose necesario evaluar los riesgos que el proyecto presenta y su impacto sobre la rentabilidad esperada.

1.5.2 Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad mediante un proceso iterativo en el que se altera de manera individual cada una de las variables del flujo de fondos (ceteris paribus las restantes), tiene por objeto identificar las variables que mayor impacto presentan sobre la rentabilidad del proyecto, compensando la limitación analítica de tener que restringir un sinnúmero de posibilidades a cifras simples. El conocimiento de variables claves que impactan fuertemente sobre la rentabilidad resulta relevante para determinar la viabilidad del proyecto.

1.5.3 Análisis de Riesgo

El análisis de riesgo del proyecto consiste en asignar probabilidades de ocurrencia a las variables aleatorias relevantes, con el objeto de estimar la distribución de probabilidades de los indicadores de rentabilidad.

El análisis de riesgo agrega un análisis dinámico a la evaluación de proyectos mejorando sus resultados, brindando un perfil completo de riesgo/rendimiento, mostrando todos los resultados posibles dentro de la distribución de probabilidades definida para cada variable analizada.

CAPÍTULO 2

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

DEL SISTEMA ELECTRICO ARGENTINO

2.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

La Nación entiende en todas aquellas actividades que involucran comercio internacional e interprovincial de energía, como la generación, que se canaliza a través del mercado mayorista, el transporte de electricidad en alta tensión y la instalación de centrales hidroeléctricas en cursos de agua interprovinciales o internacionales. Los gobiernos Provinciales son autónomos para concesionar la prestación del servicio eléctrico dentro de su territorio.

El Sistema Eléctrico Argentino tuvo un punto de inflexión en el año 1992 con la promulgación de la Ley Nacional Nº 24.065 que establece el "Marco Regulatorio del Sector Eléctrico", provocando una profunda transformación en dicho sector². El Estado pasó de ocupar un rol de administrador y planificador a ejercer una función de regulador y orientador de la actividad; introduciendo la competencia en todo nivel donde resultó factible.

La reestructuración abarcó esencialmente a las empresas y actividades que estaban sujetas a jurisdicción federal, que manejaban a las grandes centrales de generación, la mayor parte del transporte de alta tensión y la distribución en el ámbito del Gran Buenos Aires, y a los grandes usuarios en todo el territorio nacional.

Con la reforma se implementó la segmentación vertical y horizontal de los procesos productivos. La desintegración vertical consistió en dividir al sector en tres segmentos: generación, transmisión y distribución, con incompatibilidad de funciones, donde los inversores no pueden controlar empresas de distintos segmentos. La partición horizontal implicó la eliminación de monopolios de generación, el establecimiento de derechos exclusivos y la vigencia del libre acceso a las redes de transporte y distribución. Se diferenciaron las actividades que podían ser libradas a las fuerzas del mercado, como la generación y la expansión del transporte, y aquellas que por ser monopolios naturales³ la máxima eficiencia se consigue a través de la regulación⁴, como la distribución y el transporte.

Las funciones regulatorias están a cargo del ENRE, dependiente de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de la Nación. Dicha Secretaría ejerce las funciones de fiscalización y control a través del ENRE.

El Consejo Federal de la Energía Eléctrica (C.F.E.E.) es el organismo asesor del Poder Ejecutivo Nacional y de los Gobiernos Provinciales en el área de la Energía Eléctrica.

² Cabe mencionar también a la ley 23.696/89 que contempla, como forma de llevar a cabo la Reforma del Estado, las privatizaciones y las concesiones de servicios y de obras públicas.

³ En monopolio natural existen economías de escala (costos promedios de producción decrecientes) y sub-aditividad de costos (la producción por más de una firma genera mayores costos que la producción de una sola firma).

⁴ Mediante regulación, se intenta simular mercados competitivos, dado que estos presentan propiedades de eficiencia (asignativa, productiva y distributiva) que son deseables desde el punto de vista del bienestar social. La falta de competencia permitiría a las empresas, vía un precio más elevado y un menor nivel de producción, apropiarse de un mayor beneficio.

2.1.1 Generación

La ley 24.065 define a la generación como una actividad de "interés general", considerando generador a quien, siendo titular de una central eléctrica, o concesionarios de servicios de explotación, coloque su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución sujeto a jurisdicción nacional.

A excepción de las centrales hidroeléctricas binacionales y las centrales nucleares, en el sector de generación eléctrica el Estado Nacional llevó a cabo la privatización o concesión de las centrales generadoras, que se constituyeron como unidades empresarias a cargo de consorcios privados. También se dejó en manos de los actores privados las inversiones en la expansión del sistema.

El parque generador de energía eléctrica está compuesto por equipos que se clasifican en cuatro grupos de acuerdo al recurso natural que utilizan: Térmicos Fósil, Nucleares, Hidráulicos y Eólicos; a su vez el primer grupo se subdivide en cuatro de acuerdo al tipo de equipo que utiliza: Turbina de Vapor, Turbina de Gas, Ciclo Combinado y Motores Diesel. El sistema está paulatinamente avanzando hacia una mayor dependencia respecto del gas natural.

2.1.2 Transporte

La ley considera transportista a aquel que, por contrato de concesión, es responsable de la transmisión, desde el punto de entrega del generador hasta el punto de recepción por parte del gran usuario o distribuidora. Esta actividad ha sido declarada "servicio público" y el transportista, al cumplir la función técnica del transporte, tiene la obligación de permitir el libre acceso a sus redes para que la energía se traslade desde los generadores hacia los distribuidores o grandes usuarios. No puede ni comprar ni vender energía y no tiene la obligación de expandir la red de transmisión aunque sí puede participar en nuevas obras.

Existen actualmente dos sistemas interconectados que permanecen aún aislados uno del otro y que conforman sus respectivos mercados eléctricos mayoristas:

- El Sistema Argentino de Interconexión (SADI), que cubre casi todo el país, con excepción de la Región Patagónica, y conforma el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). (Ver Mapa A1 en Anexo A).
- El Sistema Interconectado Patagónico (SIP), que abastece a la Región Patagónica, excepto la Provincia de Tierra del Fuego y la mayor parte de la Provincia de Santa Cruz, y conforma el Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP). (Ver Mapa A1 en Anexo A).

El SADI está dividido en seis empresas transportistas. Con las redes de alta tensión e instalaciones asociadas se creó una unidad empresarial encargada del transporte que vincula las restantes regiones eléctricas; esta empresa es TRANSENER S.A. (Compañía Transporte Energía en Alta Tensión S.A.) y opera cerca de 7.000 km de líneas de 500 KV y alrededor de 500 km de líneas en 220 KV. Con las redes y el equipamiento utilizados para la transmisión al interior de cada región se formaron cinco unidades de distribución troncal (DISTRO) y se concesionaron a transportistas regionales para prestar el servicio a todos los agentes de las correspondientes regiones. En el SIP la empresa encargada del transporte de energía eléctrica en alta tensión es TRANSPA. S.A., opera 1.110 km de líneas de 330 KV (únicas en el país con esa tensión) y 936 km de líneas de 132 KV.

Debido a la gran extensión geográfica y a que importantes zonas generadoras de energía suelen encontrarse a grandes distancias de las zonas de consumo, el sistema eléctrico posee una gran dependencia del sistema de transporte en alta tensión. En este sector se han realizado muy pocas inversiones. En la normativa vigente, existen tres formas contractuales para financiar la construcción de nuevas líneas: a) ampliaciones de capacidad por contrato entre partes, del tipo Construcción, Operación y Mantenimiento (COM), celebrado entre un

conjunto de usuarios y una transportista independiente, autorizado por el ENRE y con instancia de audiencia pública; b) ampliaciones menores, generalmente realizadas como contratos entre partes; c) ampliaciones por concurso público.

2.1.3 Distribución

La ley considera distribuidor a quien, por contrato de concesión, es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar en forma independiente el suministro de energía. Ha sido declarada "servicio público" y el distribuidor tiene la obligación de abastecer indiscriminadamente en condiciones de calidad y precios establecidos, satisfaciendo toda la demanda de electricidad que les sea requerida en los términos del contrato de concesión, para lo cual deberá asegurarse el abastecimiento de energía.

La partición horizontal en el ámbito federal se limitó a la división del mercado de distribución de la empresa estatal Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA). El resto de la distribución, correspondiente a la jurisdicción Provincial y municipal, presenta una variación importante en cuanto a su constitución, dado que algunas empresas permanecen en órbita estatal y otras han sido transferidas a consorcios privados. Además, en todo el ámbito nacional actúan también alrededor de 500 cooperativas de distribución eléctrica.

2.2 OFERTA Y DEMANDA

Los sectores de generación, transporte y distribución definen la oferta de energía eléctrica, mientras que los usuarios residenciales y los grandes usuarios⁵ definen la demanda. A su vez, generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios conforman los agentes que participan del negocio eléctrico. Si bien la oferta y la demanda se encuentran repartidas por todo el territorio, el ámbito donde se encuentran en tiempo real conforma el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y se encuentra ubicado en un punto geográfico, en la localidad de Ezeiza, dado que vecino a este nodo⁶ de intercambio, se encuentra el área de mayor concentración de demanda de energía y una parte importante de la oferta. En el Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP) el punto geográfico donde se encuentran en tiempo real la oferta y la demanda es la localidad de Puerto Madryn, dado que en la misma se encuentra ALUAR S.A., empresa que consume aproximadamente el 70 % de la energía de todo el MEMSP.

CAMMESA⁷ es el organismo encargado de coordinar la óptima operación del sistema y las transacciones entre las empresas de generación, transmisión y distribución, se encarga además de determinar las centrales que entrarán en funcionamiento, de acuerdo a sus costos⁸, y también cumple algunas funciones de fiscalización.

Los agentes autorizados pueden realizar sus compras o ventas por medio de contratos de abastecimiento o en el mercado spot (mercado horario), que es el precio localizado en el centro de carga. También existe un mercado a término, o mercado futuro, donde los agentes pueden establecer contratos por cantidades, precios y condiciones, libremente pactadas entre los mismos.

Del Informe del Sector Eléctrico para el año 2001, elaborado por la Dirección Nacional de Prospectiva, surge que el 94% de la demanda de energía eléctrica en los mercados mayoristas es abastecida por el MEM, con 73.644.036 MWh, y el 6% por el MEMSP, con 4.446.257MWh. La potencia nominal total instalada en el MEM es de 22.884.440 KW

⁵ Se dividen en mayores (GUMA), menores (GUME), y particulares (GUPA).

⁶ Son los puntos de entrada/salida del SADI, que se ubican sobre la red troncal de transporte.

⁷ Es una sociedad anónima cuyo paquete accionario se compone en un 80% en propiedad de los agentes del MEM (con un 20% de participación cada uno) y el 20 % restante corresponde al ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos.

⁸ Los generadores entran al mercado de acuerdo al criterio económico de menor costo marginal de producción de un KWh.

(representa el 90,37% del total), y en el MEMSP es de 830.940 KW (representa el 3,28% del total); el resto corresponde a sistemas aislados e interconectados no despachados en el mercado mayorista.⁹

2.3 IMPUESTOS Y SUBSIDIOS A LA ENERGIA ELECTRICA

Los tres niveles de gobierno tienen facultades tributarias para la fijación de impuestos o tasas a la energía eléctrica, como así también para el otorgamiento de subsidios, lo que implica que la carga impositiva y los montos subsidiados varíen, provocando que el monto total de la factura del servicio eléctrico a pagar por los usuarios finales difiera significativamente entre jurisdicciones.

2.3.1 Impuestos a la Energía Eléctrica

2.3.1.1 IMPUESTOS DE ORIGEN NACIONAL.

A nivel nacional los impuestos existentes son:

Impuesto al Valor Agregado (ley 23.349): El IVA es un impuesto de carácter general, soportado por todas las categorías de usuarios. Se encuentra exento en la Provincia de Tierra del Fuego por la ley 19640. En este caso se aplica a las tarifas eléctricas a usuario final. Según la categoría tarifaria y la posición en que se encuentre cada usuario frente al IVA le corresponderá distintas alícuotas.

Recargo del seis por mil (6 ‰) de la ley 23.681/89: Aplicado a usuarios finales, sobre el precio de venta de la electricidad, para compensar a la Provincia de Santa Cruz por los mayores costos que ocasiona su aislamiento de los sistemas de interconexión y la consecuente generación de energía mediante usinas térmicas ubicadas en cada localidad. El producto total del recargo se destina a la empresa Servicios Públicos Sociedad del Estado de la Provincia de Santa Cruz (SPSE), con el objeto de reducir el nivel de tarifas aplicadas a usuarios de electricidad que sean servidos directamente por la mencionada empresa, a los efectos de que tiendan a alcanzar los niveles promedios del resto del país. Cuando existan otras empresas o entidades que presten los servicios directos a usuarios finales que no pertenezcan a SPSE, esta última transferirá los importes percibidos a dichas empresas o entidades, en la proporción que les corresponda. Este beneficio permanecerá hasta la interconexión de dicha Provincia con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Este impuesto actúa como un subsidio al abastecimiento de este servicio público a los habitantes de la Provincia de Santa Cruz, por los consumidores de energía eléctrica del resto del país.

Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (ley 15.336 y modificatorias): El FNEE se constituye con un recargo de \$3,00 MW/h (megavatio hora), sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista, es decir las empresas distribuidoras y los grandes usuarios. El Fondo es administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), dependiente de la Secretaría de Energía de la Nación, y se destina:

- El 60% para crear el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales (FCT).
- 40% para el Fondo de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI)¹⁰.

⁹ La potencia es la capacidad de trabajo de una instalación eléctrica (por ejemplo: 10 KW), y se mide en kilovatios (KW), que es una unidad de potencia equivalente a mil vatios; mientras que la energía mide el consumo de electricidad en el tiempo de esa potencia, y se mide en kilovatios-hora (por ejemplo: esa potencia de 10 KW utilizada durante 8 horas, consumirá una energía de 10 kW x 8 horas = 80 KWh). Megavatio (MW): un millón de vatios.

¹⁰ Un porcentaje de los fondos que les correspondan a las Provincias en virtud de los impuestos a los combustibles líquidos, también se destina al FEDEI.

- Por Resolución de la S.E. N° 657/99 (Modificada por Resolución S.E. N° 174/2000) se constituye el Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal (FFTEF), al que se le asignan 0,6 \$/MWh del FNEE, destinándolo a coparticipar con inversores interesados privados en el pago del canon de ampliaciones del sistema de transporte que sean dedicadas al abastecimiento de la demanda o a la interconexión de regiones eléctricas para mejora de calidad y/o seguridad de servicio.

2.3.1.2 IMPUESTOS DE ORIGEN PROVINCIAL

Lo recaudado por estos impuestos sirve para financiar obras, incrementar la recaudación Provincial, mantener los Entes de Regulación, etc.

Existe gran diferencia entre Provincias tanto en cantidad de impuestos, en los fines de los mismos, como en las alícuotas a aplicar. Los impuestos mas comunes a usuarios finales son las Contribuciones Provinciales, los Fondos para Desarrollos Eléctricos y los Fondos para Grandes Obras. En cuanto a las actividades de Generación, Transporte y Distribución sometidas a jurisdicción Provincial, deberán afrontar la Tasa de Fiscalización y Control.

2.3.1.3 IMPUESTOS DE ORIGEN MUNICIPAL

Debido a la autonomía municipal las Contribuciones Municipales son muy variadas, con alícuotas que van desde un 0% hasta un 30% en todo el país. En la mayoría de los casos se encuentra contemplado la utilización del espacio aéreo.

Algunos municipios a través de un convenio con las empresas distribuidoras incluyen en las facturas la Tasa de Alumbrado Público.

2.3.1.4 SUBSIDIOS

Los subsidios sobre las tarifas del Servicio Eléctrico son otorgados por Gobiernos Provinciales o por las distintas Distribuidoras Eléctricas. Estos consisten en descuentos sobre el cargo fijo o cargo variable de la tarifa, o en una quita de una determinada cantidad de dinero. Se otorgan por razones sociales (sector pasivos y entidades benéficas) y económicas (industrias electrointensivas); consecuentemente los beneficiados deben cumplir con ciertas condiciones personales y económicas.

Actualmente existen Provincias que no otorgan ningún tipo de subsidio.

2.4 TARIFAS ELECTRICAS

2.4.1 Tarifas de Transporte

El transporte es de jurisdicción nacional por lo que la regulación de tarifas corresponde al gobierno nacional para todas las empresas existentes en el país. Por diferencias de costos, formas de prestación y ubicación geográfica, las tarifas difieren entre cada una de las empresas. La remuneración se establece por tres conceptos: conexión, capacidad de transporte y energía eléctrica transportada.

2.4.2 Tarifas de Distribución

Como se expreso en el punto 2.1.3, la distribución en todo el país presenta una variación importante en cuanto a su constitución, lo que implica una disímil estructuración tarifaria entre jurisdicciones.

Las categorías tarifarias más comunes adoptadas son: Residencial, General, Alumbrado Público, Medianas Demandas y Grandes Demandas; en algunos casos subdivididas por cantidad de suministro y nivel de tensión. La tarifa dentro de cada categoría está dividida en cargo fijo y cargo variable. Algunas Provincias tienen tarifas especiales para jubilados y pensionados, tarifas subsidiadas, tarifas rurales, etc.

Las tarifas residenciales en las Provincias donde los servicios permanecen aún en manos públicas y/o predomina la distribución a través de cooperativas, presentan de manera generalizada una estructura creciente por bloques de consumo, contribuyendo de esta manera a una mayor equidad social; en cambio en donde se implementó la privatización de los servicios, se adoptó un esquema regresivo de precio medio descendente.

2.5 PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE

En diciembre del año 1999, las 23 Provincias en el Consejo Federal de la Energía Eléctrica tomaron la decisión de solicitar a la Secretaría de Energía que el monto del FNEE que había sido disminuido en el año 1991 en 0,6 \$/MWh, fuera llevado al valor original y que esa suma fuera direccionada inicialmente para ayudar a financiar el transporte en Alta Tensión, habida cuenta que las señales económicas del mercado resultaban insuficientes para disparar nuevas ampliaciones. Recogiendo la solicitud de las Provincias, la Secretaría de Energía hace lugar a lo peticionado por ellas retrotrayendo los montos al valor base original y constituyendo el Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal (FFTEF).

En concordancia con los flujos de fondos previstos para el FFTEF, se identificaron con beneficio positivo (corresponde asignación de fondos) las siguientes obras que forman el PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE EN 500 kV (Ver Mapa A2 en Anexo A):

- Interconexión COMAHUE-CUYO: mejora la transmisión de la generación del Comahue y mejora la calidad del servicio en Cuyo.
- Interconexión NOA-NEA: asociada a la expansión de la generación en NOA, y darle posibilidades de exportación.
- Interconexión MEM-MEMSP: permite la optimización de ambos sistemas, mejoras en la operación conjunta y reserva "económica" para el MEMSP.
- Interconexión CUYO-NOA (LÍNEA MINERA): alternativa más económica de abastecimiento a los desarrollos mineros en la zona cordillerana.

2.5.1 Interconexión MEM-MEMSP

Consiste en la construcción de una línea de transmisión de electricidad en quinientos kilovoltios (500 kV) desde la ciudad de Choele Choel, Provincia de Río Negro, hasta la ciudad de Puerto Madryn, en la Provincia de Chubut, con una extensión de 354 km (Ver Mapa A3 en Anexo A). El monto total del proyecto está estimado en 153 millones de pesos.

Es básicamente una obra de calidad y seguridad, que mejoraría la operación conjunta, con beneficios en los precios para los consumidores, y permitiría el desarrollo de generación a escala, aprovechando las ventajas en disponibilidad y transporte de gas.

La contraparte privada iniciadora es Aluar S.A. e Hidroeléctrica Futaleufú S.A., se suscribió un Contrato de Promoción el 27 de junio de 2003.

El inicio de la ejecución de la obra está previsto para la primera quincena de noviembre de 2003 y la habilitación comercial de la obra para la segunda quincena de septiembre de 2005.

2.5.2 Interconexión Puerto Madryn – Pico Truncado

La Resolución 831/2003 de la Secretaría de Energía de la Nación incorpora al Plan Federal de Transporte en quinientos kilovoltios (500 kV) la interconexión en Extra Alta Tensión entre la Estación Transformadora Puerto Madryn, en la Provincia de Chubut y la Estación Transformadora Pico Truncado, en la Provincia de Santa Cruz.

En los considerandos de la citada norma se expresa que a efectos de integrar eléctricamente la Región Patagónica al resto del país, resulta imprescindible extender en una primera etapa el trazado de la Interconexión Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)-Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP) hasta la localidad de Pico Truncado y su posterior prolongación hasta interconectar las localidades de Río Gallegos y Río Turbio, todas ellas en la Provincia de Santa Cruz, resultando esto de trascendental importancia para el desarrollo regional por cuanto asegura la disponibilidad de energía eléctrica, en calidad y cantidad adecuada para ello, generando beneficios sociales inmediatos para la zona que se suman y complementan con los propios beneficios del proyecto.

El Presupuesto Nacional para el Ejercicio 2004 incluyó para la realización de la interconexión un aporte de \$ 90.890.000 y de \$ 155.000.000 para el correspondiente al año 2005.

La ejecución de la interconexión será financiada íntegramente con aportes del Tesoro Nacional en carácter de capitalización del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF).

CAPITULO 3

ABASTECIMIENTO ELECTRICO

EN LA PROVINCIA DE SANTA CRUZ

3.1 DESCRIPCIÓN

La Provincia de Santa Cruz representa el segundo territorio en extensión de todas las provincias argentinas, y cuenta con una de las poblaciones más reducidas del país (aprox. 200.000 habitantes); mantiene una economía basada casi exclusivamente en la explotación de hidrocarburos, pesca, cría de ganado ovino y turismo.

El abastecimiento eléctrico de la Provincia de Santa Cruz puede dividirse en dos sectores bien diferenciados, el constituido por sistemas aislados de generación local y el integrado al Sistema Patagónico. Los sistemas aislados se ubican geográficamente en la parte noroeste, centro y sur de la Provincia y son mantenidos y operados en su mayoría por Servicios Públicos Sociedad del Estado (S.P.S.E), el sector integrado al Sistema Patagónico se encuentra ubicado en el noreste de la Provincia comprendiendo a las localidades de Pico Truncado, Caleta Olivia y Puerto Deseado.

La empresa generadora de energía en las localidades de El Calafate, Río Turbio y 28 de Noviembre es Turboenerg, en la localidad de Las Heras es Y.P.F. Central Los Perales, y para las restantes localidades es Servicios Públicos Sociedad del Estado (S.P.S.E)¹¹, quien también abastece en parte a El Calafate.

En cada sistema aislado se a optado por un tipo de generación adecuado al insumo más económico utilizable en el momento, así se encuentra generación eólica (en la localidad de Pico Truncado), generación a gas natural con equipos turbo-gas y con equipos diesel que consumen combustible gaseoso y generación a gas oil con grupos electrógenos diesel.

En la generación de las localidades costeras se tiende cada vez en mayor proporción a utilizar el gas natural, dada la disminución de su costo en términos relativos a otros combustibles fósiles y a la cercanía de estas localidades a la red de transporte de este producto. El centro y oeste de la Provincia se encuentran condicionados a utilizar gas oil como combustible a excepción de la cuenca carbonífera (Río Turbio y 28 de Noviembre son las principales localidades) donde se puede desarrollar generación utilizando carbón mineral como insumo.

En el siguiente cuadro se muestran las centrales eléctricas por localidad, indicando el tipo de generación, el número de máquinas, la potencia nominal, la generación y el consumo de combustible:

¹¹ Posee cerca de 200 empleados en sus plantas de generación en toda la Provincia.

Cuadro N° 2 – Centrales eléctricas por localidad

CENTRAL	Tipo Generación	Nº de Maq.	Potencia Nominal (kW)	Generación (MWh)	Gas Nat. 10³ m³	Gas Oil ton.
Pico Truncado I	Turbo Gas	3	45.600	136.333	58.326	
P. T.-J. Romanutti	Eólica	2	1.200	4.505		
Bajo de los Caracoles	Diesel	3	152	80		32
Cmte. Piedrabuena	Diesel	3	2.584	6.250		1.416
El Calafate	Diesel	5	4.792	11.305		2.441
El Chaltén	Diesel	3	600	751		228
Fuentes del Coyle	Diesel	2	73			
Gobernador Gregores	Diesel	6	3.230	3.330		701
Jaramillo	Diesel	2	300	500	239	
Lago Posadas	Diesel	3	336	474		130
Los Antiguos	Diesel	5	2.928	2.965		1.031
Perito Moreno	Diesel	5	2.698	2.953		914
Pto. San Julián	Diesel	6	4.402	9.243	1.995	959
Pto. Santa Cruz	Diesel	3	4.816	6.090		1.603
	Turbo Gas	2	5.000	1.275	909	
Punta Bandera	Diesel	2	180			44
Río Gallegos II	Diesel	4	12.800	15.936		4.545
	Turbo Gas	3	7.500	399		
Tres Lagos	Diesel	4	376	483		117
Río Gallegos I	Turbo Gas	4	36.280	99.093	52.977	
TOTAL		70	135.847	301.964	114.446	14.160

Fuente: Informe del Sector Eléctrico 2001. Secretaría de Energía. Dirección Nacional de Prospectiva.

3.2 SUBSIDIOS Y TRANSFERENCIAS

Por el recargo del 6 %o de la Ley 23681/89, la empresa S.P.S.E. recibió desde 1989 aproximadamente \$ 25.000.000 por año. El artículo 33 de la Ley 25.064 del Presupuesto General de la Administración Nacional para el ejercicio 1999, limitó hasta la suma de veintiséis millones doscientos mil pesos (\$ 26.200.000) el destino del producto total de recargo. Se dispuso que el monto que supere el mencionado importe ingresará al Tesoro Nacional.

Por el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales (FCT), la Provincia de Santa Cruz recibe transferencias anuales por alrededor de \$ 3.000.000 siendo la del año 2001 de exactamente \$ 3.083.880.

Por el Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI) recibe alrededor de \$ 5.000.000 anuales, siendo la transferencia del año 2001 de \$ 5.438.141.

3.3 USUARIOS DEL SISTEMA

La Provincia de Santa Cruz presenta muy baja cantidad de usuarios, por ser una Provincia de escasa población, además tiene la particularidad de que la misma se concentra en el extremo norte (departamento Deseado) y en el extremo sur (departamento Güer Aike).

El siguiente cuadro contiene la cantidad de usuarios por departamento y por empresa o Gran Usuario del MEMSP:

Cuadro N° 3 – Cantidad de Usuarios

Departamento	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	TOTAL
Corpen Aike	2.460	291	12	94	2.857
Deseado	19.119	2.124	194	429	21.866
Güer Aike	24.270	2.608	161	815	27.854
Lago Argentino	2.006	460	15	68	2.549
Lago Buenos Aires	1.916	187	8	77	2.188
Magallanes	2.146	344	17	41	2.548
Río Chico	851	102	12	68	1.033
Empresa o G.U.					
G. U. del MEMSP			10		10
Mun. P. Truncado	3.690	310	140	311	4.451
S.P.S.E.	49.078	5.806	279	1281	56.444
TOTAL	52.768	6.116	429	1.592	60.905

Fuente: Informe del Sector Eléctrico 2001. Secretaría de Energía. Dirección Nacional de Prospectiva.

3.4 FACTURADO A USUARIO FINAL

La Provincia de Santa Cruz posee un muy bajo consumo de energía eléctrica lo cual se refleja en la facturación a usuario final, siendo el sector industrial el más importante con cerca del setenta por ciento (70 %) de la facturación.

El siguiente cuadro, dividido en dos partes, muestra en primer lugar la facturación a usuario final realizada por Servicios Públicos Sociedad del Estado y la Municipalidad de Pico Truncado en cada departamento a nivel residencial, comercial e industrial; luego se expone la facturación por empresa o Gran Usuario del MEMSP:

Cuadro N° 4 – Facturado a Usuario Final (MWh)

Departamento	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	TOTAL
Corpen Aike	4.535	1.381	319	1.388	7.622
Deseado	39.595	19.832	8.190	13.518	80.136
Güer Aike	49.994	23.367	5.441	21.780	100.582
Lago Argentino	3.622	3.614	43	842	8.122
Lago Buenos Aires	3.103	986	36	783	4.909
Magallanes	3.517	1.618	14	682	5.831
Río Chico	1.426	505	47	592	2.571
Empresa o G.U.					
G. U. del MEMSP			434.054		434.054
Mun. P. Truncado	9.285	894	680	6901	17.760
S.P.S.E.	95.508	50.409	13.411	32.686	192.013
TOTAL	104.792	51.303	448.145	39.587	643.827

Fuente: Informe del Sector Eléctrico 2001. Secretaría de Energía. Dirección Nacional de Prospectiva.

3.5 ESTRUCTURA TARIFARIA

La Provincia de Santa Cruz presenta una estructura tarifaria similar a otras Provincias, pero, en general, con cargos fijos más altos o límites inferiores (en kW consumidos) a utilizar para la incrementalidad de dichos cargos.

A continuación se presenta un cuadro con la parte más relevante de la estructura tarifaria en cuanto a la cantidad de usuarios que se ven comprendidos en la misma:

Cuadro N° 5 – Estructura Tarifaria

<i>Tarifa</i>	<i>Cod. Tar.</i>	<i>Carácter y uso Mensual de la Escala</i>	<i>Unidad</i>	<i>Cargo Fijo</i>
RESIDENCIALES	1 A	Cuota fija mensual	\$/mes	4.530
		Primeros 150 kw mensuales	\$/kwh	0.110
		Excedentes de 150 kwh/mes	\$/kwh	0.170
COMERCIALES	2 A	Cuota fija mensual Menor a 50 kw	\$/mes	6.460
		Primeros 250 kw mensuales	\$/kwh	0.230
		Excedente de 250 kw mensuales	\$/kwh	0.213
INDUSTRIALES	2 B	Cuota fija mensual Menor a 50 kw	\$/mes	6.460
		Primeros 250 kw mensuales	\$/kwh	0.150
		Excedentes de 250 kw mensuales	\$/kwh	0.153
		Cargo Variable todo el consumo	\$/kwh	0.044

Fuente: Servicios Públicos Sociedad del Estado.

3.6 POTENCIAL ENERGÉTICO

Santa Cruz posee un potencial energético de gran magnitud, junto a las provincias limítrofes conforman uno de los territorios de mayor potencial del mundo en cuanto a energía no contaminante. Existen innumerables estudios y anteproyectos realizados desde décadas atrás hasta la actualidad de los cuales muy pocos se ejecutaron. Las causas de la permanencia de este "gigante dormido" no hay que buscarlas solamente en lo tecnológico y económico sino también en lo político.

De las numerosas evaluaciones que se han realizado sobre el potencial hidroeléctrico se pueden mencionar los anteproyectos de La Leona (240 MW), sobre el río de igual nombre, Cónдор Cliff (750 MW) y La Barrancosa (250 MW), estos dos últimos sobre el Río Santa Cruz. También existen estudios sobre la utilización del carbón mineral de Río Turbio para la generación de energía a través de una central termoeléctrica, con una utilización de 12 millones de toneladas al año de un total de 630 millones de toneladas de reservas. El principal potencial está dado por la energía eólica y su posibilidad de producir hidrógeno¹². En la localidad de Pico Truncado se colocó la piedra fundacional de la primer planta de producción de hidrógeno de América Latina. El potencial eólico estimado en la denominada cuenca eólica que va desde el centro al norte de la Provincia es de 15 gigavatios (GW)¹³. En menor medida la Universidad Nacional de la Patagonia Austral (U.N.P.A.) está realizando estudios en Puerto San Julián para el aprovechamiento de la energía de las mareas (energía mareomotriz)¹⁴.

El hidrógeno es el recurso energético elegido a nivel mundial para reemplazar a los combustibles fósiles, entre sus ventajas se encuentran el de ser renovable, no contaminante y posibilitar un acceso más descentralizado, lo que modificará las relaciones de poder y planteará una revolución en términos económicos. Los países más industrializados del mundo están destinando miles de millones de dólares en estudios relacionados al desarrollo del hidrógeno

¹² El método consiste en la descomposición química del agua en oxígeno e hidrógeno por acción de una corriente eléctrica (electrólisis). Las fuentes de hidrógeno son el agua, la biomasa y los hidrocarburos.

¹³ Un gigavatio equivale a mil megavatios.

¹⁴ La energía mareomotriz se obtiene embalsando agua de la marea en una cuenca y haciéndola circular por turbinas hidráulicas.

como fuente de energía. La utilización del hidrógeno para la obtención de electricidad además posee la virtud de generar como residuo un subproducto que adquirirá en el futuro un valor superlativo: el agua.

La conjunción de petróleo, gas, importantes reservas de carbón mineral, ríos caudalosos, existencia de elevados valores de amplitud de mareas, una de las mayores reservas de agua dulce del mundo y los vientos más fuertes y constantes del planeta, hacen de esta Provincia y de la Patagonia sur una de las regiones con más perspectivas de desarrollo energético del mundo. A la conjunción descrita se le contraponen otra conjunción dada por los factores tecnológicos, económicos y políticos de la realidad actual que impiden el desarrollo inminente de ese potencial.

Los avances que se logren para contrarrestar entre otros el obstáculo de la distancia de los principales centros de consumo energético, el mayor costo de transporte de energía eléctrica con respecto al gas natural, los altos costos de producción de energía eólica, las alternativas aún costosas de almacenamiento del hidrógeno, la no inclusión en los costos de las externalidades negativas que como contaminación genera la combustión de combustibles fósiles¹⁵, el incipiente desarrollo de las celdas de combustible¹⁶ y la aparente poca conciencia político-estratégica que se tiene de la energía en nuestro país, incidirán directamente a favor de la concreción práctica del potencial teórico.

¹⁵ Si dichos costos se incluyeran harían más competitivas a las energías limpias. Es importante mencionar que el dióxido de carbono generado en la combustión de combustibles fósiles es la principal causa del calentamiento global del planeta.

¹⁶ Permiten la conversión de hidrógeno en electricidad de manera directa sin necesidad de trabajo mecánico.

CAPITULO 4

El Proyecto: INTERCONEXIÓN DE LA PROVINCIA

DE SANTA CRUZ AL SADI

4.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El propósito de todo proyecto de inversión pública es el de resolver un problema o necesidad que se presenta sobre una parte o toda la población del país.

En este caso, el problema es la presencia de costos muy elevados en el abastecimiento de energía eléctrica en la Provincia de Santa Cruz.

La causa del problema es la modalidad de abastecimiento de energía adoptada, a través de sistemas aislados de generación propia, utilizando en muchos casos insumos muy caros, como son los combustibles líquidos; además, la generación debe estar preparada para abastecer la demanda pico en cada sistema, dicha demanda está presente por un período de tiempo no muy prolongado, presentando capacidad ociosa el resto del tiempo; también posee como condicionante no permitir intercambiar energía generada de diferentes formas, como si lo hacen los sistemas interconectados, minimizando de esta manera los costos de generación¹⁷.

La principal consecuencia del problema planteado es que las tarifas deben adecuarse de manera tal que permitan cubrir los costos de abastecimiento, lo que implica establecer tarifas elevadas, y al ser la electricidad un servicio que satisface necesidades prioritarias de la población y ser un importante insumo en la producción de bienes y servicios, afecta la capacidad de compra de los salarios, principalmente los más bajos, y afecta a la economía en su conjunto, limitando el establecimiento de industrias y el crecimiento económico.

La población directamente afectada es la de la Provincia de Santa Cruz, indirectamente afecta a los consumidores de energía eléctrica de otras jurisdicciones a través del recargo del seis por mil en las tarifas (subsido cruzado).

4.2 MARCO INSTITUCIONAL

Como vimos en el punto 2.3.1.1 los mayores costos para el abastecimiento de energía eléctrica a los habitantes de la Provincia de Santa Cruz, al no estar vinculados al SADI, son afrontados solidariamente por todos los consumidores de energía eléctrica del país.

En virtud de esta problemática el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el Decreto 1.378/2001, instruye al Ministerio de Infraestructura y Vivienda a "realizar las acciones que sean necesarias para la construcción de la obra de Interconexión de la Provincia de Santa Cruz con el SADI". En los considerandos del mencionado decreto se afirma que con esta obra se logrará "una mejor asignación de recursos", solucionando el problema de fondo, "beneficiando tanto a los habitantes de la Provincia de Santa Cruz, que podrán recibir los beneficios inherentes al SADI, como a los habitantes del resto del país, que actualmente afrontan un recargo en sus tarifas de energía eléctrica"; se expresa además que el "proyecto de infraestructura queda definido con criterio federal y distribución equitativa en todo el territorio nacional", respetando "la rentabilidad económico social de las obras". En su artículo 1º, se menciona que luego de la efectiva interconexión de la Provincia de Santa Cruz, el recargo previsto en la ley Nº 23.681 mantendrá su vigencia, durante el plazo que resulte necesario, como mecanismo de financiamiento, es decir, para cubrir los costos que la obra demande¹⁸.

¹⁷ Esta modalidad de abastecimiento es la que en su momento ha resultado posible ante las condiciones que presenta dicha Provincia.

¹⁸ Según información del Ministerio de Economía de Nación, no ha habido avances en relación a este tema.

Mencionamos en el punto 2.1.2 que el Mercado Eléctrico Argentino funciona en dos circuitos totalmente independientes entre sí: el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y el Sistema Interconectado Patagónico (SIP). En el punto 2.5 vimos que dentro del Plan Federal de Transporte la construcción de la línea de transmisión de electricidad en quinientos kilovoltios (500 kv) desde la Ciudad de Choele Choel hasta Puerto Madryn producirá la vinculación del SIP con el SADI, y que la Resolución 831/2003 de la Secretaría de Energía incluyó dentro del mencionado Plan la interconexión entre Puerto Madryn y Pico Truncado, posibilitando integrar eléctricamente la Región Patagónica al resto del país con su posterior prolongación hasta las localidades de Río Gallegos y Río Turbio.

En el artículo séptimo del Convenio Complementario a la Segunda Addenda al Compromiso Federal por el Crecimiento y la Disciplina Fiscal, celebrado el 29 de noviembre de 2001 entre el Estado Nacional y la Provincia de Santa Cruz, se dejó asentado "que el Decreto 1.378/2001, comenzará a ejecutarse según sus previsiones, cuando la obra de interconexión que vincule a la Provincia de Santa Cruz con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), incluya a la ciudad de Río Gallegos"; por lo cual se entiende que la conexión de la Provincia de Santa Cruz con el SADI quedaría materializada cuando se conecte a dicha ciudad¹⁹, generando la consecuente eliminación del recargo del seis por mil (6 %).

4.3 EL PROYECTO. OBJETIVO Y DEFINICIÓN

El objetivo del proyecto de interconexión es solucionar el problema de fondo utilizando energía a más bajo costo, eliminando la necesidad de subsidios cruzados, beneficiando tanto a los habitantes de la Provincia de Santa Cruz, como a los habitantes del resto del país.

Para la definición del proyecto que estamos analizando, se supone como dada la línea entre Puerto Madryn y Pico Truncado en 500 kV. De esta manera el Proyecto queda acotado a la vinculación entre Pico Truncado y Río Gallegos, con una longitud de líneas de aproximadamente 620 km, afectando directamente a sólo 4 (cuatro) localidades de la Provincia de Santa Cruz, las cuales son de norte a sur, Puerto San Julián, Cmte. Luis Piedra Buena, Puerto Santa Cruz y Río Gallegos (capital de la Provincia). (Ver Mapa A4 en Anexo A).

4.4 SITUACIÓN SIN PROYECTO

En la Situación Sin Proyecto, la metodología de abastecimiento de energía eléctrica continúa siendo a través de generación aislada, incorporándose potencia en cada una de las cuatro localidades a medida que lo requiera la demanda.

Se estimó la demanda para el año 2003 utilizando como variable proxy la generación de energía correspondiente al año 2001 de las cuatro localidades afectadas al proyecto, descontando un factor de pérdidas promedio de energía para la Provincia de Santa Cruz en el período 1997-2001 del 14,19 %, y adicionándole una tasa de crecimiento de la demanda del 5,44 % anual, estimada como promedio del incremento en la generación de las cuatro localidades en el mismo período. Esta tasa de crecimiento de la demanda se mantiene para todo el período de evaluación del proyecto.

¹⁹ Considerando la normativa mencionada en este trabajo, dado que continuarían aisladas unas cuantas localidades ubicadas en el centro y oeste de la Provincia de Santa Cruz.

Cuadro N° 6 - Generación y Demanda Estimada para el año 2003

LOCALIDAD	Generación (MWh)	Demanda (MWh)
Pto. San Julián	10.275,99	8.817,81
Cmte. Luis Piedrabuena	6.948,50	5.962,49
Pto. Santa Cruz	8.656,92	7.428,49
Río Gallegos	128.328,16	110.118,19
TOTAL	154.209,57	132.326,98

4.5 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

La longitud de la línea y las bajas cargas de conexión hacen que éste proyecto presente una elevada complejidad técnica, principalmente en relación a los niveles de tensión a lo largo del vínculo y a las pérdidas de potencia en la línea de transmisión producto de la resistencia del conductor. Adoptar la tensión adecuada en la línea y seleccionar el material y la sección del conductor, entre otras cuestiones, son tareas que escapan al objeto y amplitud del presente trabajo, por lo que se plantean tres alternativas en cuanto a niveles de tensión: Alternativa A en 500 kV, Alternativa B en 220 kV y Alternativa C en 132 kV, utilizando presupuestos tipo para el cálculo de sus costos y considerando un estimado de las pérdidas de energía que existirían en cada caso (Ver Anexo B y E).

Los especialistas recomiendan para distancias tan importantes una línea en 500 kV porque asegura una mayor estabilidad, aunque su elevado costo hace necesaria la evaluación en tensiones menores que permitan, a riesgo de mayor inestabilidad en la línea, mejoras en las condiciones económicas del proyecto (disminución de costos)²⁰.

4.6 CARACTERISTICAS DEL MODELO A UTILIZAR

Se utilizará un modelo construido a partir de diferencia de costos, que compara la situación sin proyecto optimizada con la situación con proyecto para cada una de las alternativas. El resultado de la aplicación del modelo permitirá afirmar si la situación con proyecto en cada alternativa es mejor, peor o igual a la situación sin proyecto.

4.6.1 Supuestos establecidos

- a) Se da como realizada la obra en 500 kV entre Choele Choel y Puerto Madryn, y entre ésta última y Pico Truncado.
- b) La demanda de energía es independiente a la inclusión del proyecto y crecerá en el mismo porcentaje en que creció en el período 1997-2001 para las cuatro localidades implicadas en el proyecto.
- c) Igual calidad del bien consumido: implica que cualquier cantidad consumida de electricidad brinda igual beneficio marginal social cualquiera fuere la fuente generadora.

²⁰ El Instituto de Energía Eléctrica (I.E.E.) de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de San Juan, a solicitud de la empresa S.P.S.E, realizó un estudio en el año 1994, tendiente a evaluar técnica y económicamente la interconexión de Río Gallegos al MEMSP, recomendando, en una evaluación preliminar, un nivel de tensión de 132 kV, la presencia de generación en Río Gallegos (extremo del sistema) y la presencia de instalaciones de compensación; en la actualidad se encuentra evaluando una alternativa en 220 kV, debido a que la alternativa anterior no sería lo suficientemente estable para su operación.

- d) El proyecto no modifica el esquema tarifario de SPSE.
- e) El tipo de cambio a utilizar es de 2,90 \$ = 1U\$S²¹.
- f) El valor residual de la inversión en obras es del 25 %²².
- g) El presupuesto de la obra comprende un 15% de costo de mano de obra y un 85 % de costo de materiales²³.

4.6.2 Identificación de beneficios

Los beneficios sociales netos directos (*BSND*) asociados con el proyecto quedarán determinados por la diferencia de costos sociales directos entre la situación con proyecto (*CSD₂*) y la situación actual optimizada (*CSD₁*):

$$BSND = CSD_1 - CSD_2$$

siendo,

$$CSD_1 = Cge_1 + Cens_1 + Iexp_1$$

y,

$$CSD_2 = Ce_2 + Cens_2 + I_2 + T_2$$

donde,

Cge₁ : costo de generación de energía.

Cens₁ : costo de la energía no suministrada.

Iexp₁ : inversiones en expansión de la generación.

Ce₂ : costo de la energía.

Cens₂ : costo de la energía no suministrada.

I₂ : inversiones (líneas, estaciones transformadoras, etc.)

T₂ : remuneración al transporte.

21 Tipo de cambio vigente al momento de la evaluación.

22 Porcentaje utilizado usualmente por el Ministerio de Economía de la Nación para este tipo de obras.

23 Proporción estimada por la Secretaría de Energía de la Nación, según situación actual de la economía.

4.6.3 Determinación del Horizonte de Análisis

Es usual utilizar para este tipo de obras un período de análisis de 25 años. Este plazo concuerda con la duración económica de los activos que generará el proyecto.

En este caso, el período comprende desde el día en que comienzan a ejecutarse las obras y hasta el último día del año número 25. Las obras tendrían inicio estimado en el año 2004, siendo el último año de análisis el 2029.

4.6.4 Precios de Cuenta a utilizar para ajustar los Flujos en términos sociales

Para calcular el valor social del recurso energía, se utiliza el precio final de la energía sin impuestos, ya que éste nos proporciona una aproximación al costo del recurso para la sociedad.

Para las inversiones en obras (inversión física) y los costos de operación y mantenimiento se utiliza un coeficiente de precio de cuenta de 0,80. Para calcular el costo social de la mano de obra que se requerirá en la construcción de la misma, se utiliza un coeficiente de precio de cuenta de 0,65²⁴.

4.6.5 Demanda

Según lo expresado en el punto 4.4 y en el supuesto b del punto 4.6.1 el crecimiento de la demanda anual estimada para el horizonte de análisis es de 5,44 %.

Como comparativa y a efectos de verificar la consistencia de la tasa de crecimiento de la demanda estimada, se presenta un cuadro con las tasas estimadas para el desarrollo del Plan Federal de Transporte:

Cuadro N° 7 – Demanda en el Plan Federal de Transporte

REGIÓN / PERÍODO	2000-2010
COMAHUE	4.2%
NOA	6.2%
CUYO	5.4%
RESTO	5.5%

4.6.6 Tasa Social de Descuento

La tasa social de descuento a utilizar para descontar los flujos de beneficios netos es del 12% anual, en concordancia con la tasa utilizada en la mayoría de las evaluaciones socioeconómicas de proyectos en Sudamérica.

4.7 EVALUACIÓN SOCIOECONÓMICA DEL PROYECTO

La evaluación del proyecto se realiza a nivel de perfil²⁵, utilizando en algunos casos promedios de costos para la medición de variables, lo que hace necesario una mayor aproximación de los mismos en un nivel superior de análisis.

24 Estos coeficientes han sido utilizados en diversas evaluaciones por la Dirección Nacional de Inversión Pública del Ministerio de Economía de la Nación.

25 Es la etapa que sigue a la idea en el proceso de estudio de preinversión de un proyecto. Le siguen las etapas de prefactibilidad y factibilidad, que incorporan análisis con información primaria y mayor grado de profundidad en los estudios.

4.7.1 Cálculo de Costos Sociales Directos de la Situación Sin Proyecto

4.7.1.1 Costo de Generación de Energía (C_{ge_1})

Los costos de generación de energía a considerar son los de operación y mantenimiento de los equipos de generación actuales y de los que se incorporan en el transcurso del horizonte de análisis del proyecto. Además se incluye el costo del alquiler de cinco máquinas marca Caterpillar M35169 con generador de 1400 KVA, dicho costo anual se estima en U\$S 300.000 (5% de su costo aproximado).

En el marco del Plan Federal de Transporte, en el año 1998 se estimó un costo de generación para equipos diesel de U\$S 60/MWh, debido a la distorsión en los precios relativos producto de la devaluación y en base al cambio producido en los precios del combustible utilizado en este tipo de generadores, se estimó un costo actualizado de U\$S 37,27/MWh²⁶.

El valor actual de los costos de generación de energía a precios sociales aplicado a la demanda estimada es el siguiente:

$$C_{ge_1} : \$ 142.351.615$$

4.7.1.2 Costo de la Energía no Suministrada (C_{ens_1})

La Energía No Suministrada (ENS) es el déficit de energía producido por no satisfacer la totalidad de la demanda; puede producirse por fallas en generadores, transformadores o líneas, su valorización resulta útil como medida de calidad del servicio y representa el perjuicio económico sufrido por la comunidad al verse privada del suministro de energía eléctrica.

Para determinar el Costo Anual de la Energía no Suministrada, en cuanto a valores físicos (MWh) se utilizó la estimación realizada por la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ) hasta el año 2020; a partir de ese año se utilizó una tasa de decrecimiento anual igual al promedio del período 2003-2020; luego se multiplica a la ENS por el correspondiente costo establecido por la Secretaría de Energía de la Nación, que es de \$1500/MWh (Ver Cuadro F1 en Anexo F).

De esta forma el valor actual del Costo de la Energía no Suministrada para la Situación sin Proyecto es:

$$C_{ens_1} : \$ 14.441.133$$

4.7.1.3 Inversión en Expansión de la Generación (I_{exp_1})

Para determinar las inversiones necesarias para afrontar el crecimiento de la demanda, se establecieron valores límites de Potencia/Generación; estos valores son los mínimos que presentan las respectivas localidades en el período 1997-2001. Cuando alguna localidad posee un porcentaje inferior al mínimo preestablecido se proyecta una compra o un traspaso de generadores desde Río Gallegos hacia las otras localidades, de esta manera Río Gallegos va reemplazando su parque generador por equipos más modernos y de similares características (Ver Anexo B, punto 3.2).

Las inversiones en expansión de la generación proyectadas presentan un valor actual a precios sociales de:

$$I_{exp_1} : \$ 34.528.514$$

²⁶ Datos suministrados por la Secretaría de Energía de la Nación.

4.7.1.4 Costos Sociales Directos de la Situación Sin Proyecto (CSD_1)

Los Costos Sociales Directos de la Situación Sin Proyecto se obtienen como sumatoria de los tres conceptos expuestos precedentemente:

$$CSD_1 = Cge_1 + Cens_1 + Iexp_1 = \$142.351.615 + \$14.441.133 + \$34.528.514 = \boxed{\$ 191.321.262}$$

4.7.2 Cálculo de Costos Sociales Directos de la Situación Con Proyecto

4.7.2.1 Costo de la Energía (Ce_2).

La energía que se genera en la Situación Con Proyecto debe ser adquirida en el Mercado de Energía Eléctrica. Para calcular el costo de consumo de energía, a la demanda anual estimada se la multiplica por el Precio Medio del Monómico de Energía²⁷ que pagó SPSE en el año 2002 por operaciones en el MEMSP, que es de \$35,31/MWh. Se adiciona una tasa esperada de crecimiento de precios del 1% anual.

El Costo actualizado de consumo de Energía para todo el período asciende a:

$$Cce_2 : \$ 55.366.297$$

Al costo de consumo de energía se le suma el costo de las pérdidas de energía producto del transporte de la misma. Las pérdidas estimadas de energía en la red se calcularon mediante fórmulas proporcionadas por CAMMESA; los valores son aproximados debido a que existen muchos factores que inciden en su cálculo (Ver Anexo E). En porcentaje, las pérdidas estimadas para cada alternativa son:

- ▶ ALTERNATIVA A (500 kV): 1,5 %
- ▶ ALTERNATIVA B (220 kV): 7 %
- ▶ ALTERNATIVA C (132 kV): 17 %

El costo de las mismas surge de multiplicar dichas pérdidas por el valor de la energía:

- ▶ ALTERNATIVA A (500 kV): $Cpe_2 : \$ 843.141$
- ▶ ALTERNATIVA B (220 kV): $Cpe_2 : \$ 4.673.355$
- ▶ ALTERNATIVA C (132 kV): $Cpe_2 : \$ 11.340.084$

Sumando al Costo de Consumo de Energía, el Costo de las Pérdidas, obtenemos el Costo de la Energía para cada alternativa:

- ▶ ALTERNATIVA A (500 kV): $Ce_2 : \$ 56.209.438$
- ▶ ALTERNATIVA B (220 kV): $Ce_2 : \$ 59.533.652$
- ▶ ALTERNATIVA C (132 kV): $Ce_2 : \$ 66.706.381$

²⁷ Incluye el precio de la energía y de la potencia.

4.7.2.2 Costo de la Energía No Suministrada ($Cens_2$)

Para estimar la ENS correspondiente a la Alternativa A, se utilizó un Índice de Severidad de Fallas ($ENS/DEM*10.000$)²⁸, promedio del período 1999-2002 para el MEMSP, de 35,90; para determinar el costo se multiplica la ENS por \$1.500/MWh²⁹ (Ver Cuadro F1 en Anexo F).

La ENS tiende a incrementarse a menor tensión de la línea, por lo cual para las Alternativas B y C se utilizó un factor de ajuste basado en el presupuesto de las líneas:

Cuadro N° 8 – Factor de Ajuste

LINEA BASE/LINEA ALTERNATIVA	FACTOR DE AJUSTE
500/132	2,7
500/220	1,42

El Costo de la Energía No Suministrada para cada una de las alternativas es:

▶ ALTERNATIVA A (500 kV): $Cens_2$: \$ 142.789

▶ ALTERNATIVA B (220 kV): $Cens_2$: \$ 203.094

▶ ALTERNATIVA C (132 kV): $Cens_2$: \$ 384.955

4.7.2.3 Inversiones (I_2)

Las inversiones consisten en las obras a desarrollarse para la construcción del tendido de la línea de alta tensión, en las Estaciones Transformadoras a ubicarse en cada localidad y en las inversiones futuras necesarias para mantener el sistema en condiciones de operatividad.

Para estimar el costo en Estaciones Transformadoras y el costo de Inversiones Futuras para la situación con proyecto con líneas de 220 kV y 500 kV, se utilizó el costo de las Estaciones Transformadoras con la línea de 132 kV (estimado por UNSJ) adicionándole el porcentaje de diferencia en el costo de líneas para cada caso.

La inversión en obras se estima en base a un costo por kilómetro de un presupuesto tipo elaborado por la Secretaría de Energía de la Nación para la línea de 500 kV y por la Dirección de Energía de la Provincia de Santa Cruz para las dos alternativas restantes; para la línea de 132 kV es de U\$S 64.332, para la línea de 220 kV es de U\$S 121.938 y para la línea de 500 kV de U\$S 173.436 (Ver Anexo B).

En el año 2006 concluyen las obras, generándose una desinversión por desafectación de los generadores de energía actuales, por lo que se descuenta del valor de la inversión, el estimado de su valor para dicho año. Para estimar el valor de los generadores se utilizó un período de amortización de 25 años con un valor de recupero del 10 % (Ver Anexo G).

El costo actualizado y a precios sociales de las inversiones para cada alternativa es:

▶ ALTERNATIVA A (500 kV): I_2 : \$ 197.565.807

²⁸ El Índice de Severidad de Fallas se obtiene al dividir la Energía no Suministrada por la Demanda (en MWh), y luego multiplicando el resultado por 10.000.

²⁹ Monto establecido por la Secretaría de Energía de la Nación.

▶ ALTERNATIVA B (220 kV): $I_2 : \$ 134.413.502$

▶ ALTERNATIVA C (132 kV): $I_2 : \$ 63.772.291$

4.7.2.4 Remuneración al Transporte (T_2)

Se estimaron en base al precio del Transporte para el MEMSP, transformado a \$/MWh por CAMMESA, que es de \$ 2,29/MWh. El costo total actualizado del transporte es:

$$T_2 : \$ 3.144.011$$

4.7.2.5 Costos Sociales Directos de la Situación Con Proyecto (CSD_2)

Los Costos Sociales Directos de la Situación Con Proyecto, se obtienen como sumatoria de los cuatro conceptos expuestos precedentemente:

$$CSD_2 = Cce_2 + Cens_2 + I_2 + T_2$$

▶ ALTERNATIVA A (500 kV):

$$CSD_2 = \$56.209.438 + \$142.789 + \$197.805.197 + \$3.144.011 = \$253.690.421$$

▶ ALTERNATIVA B (220 kV):

$$CSD_2 = \$59.533.652 + \$203.094 + \$134.413.502 + \$3.144.011 = \$195.006.581$$

▶ ALTERNATIVA C (132 kV):

$$CSD_2 = \$66.706.381 + \$384.955 + \$ 63.772.291 + \$3.144.011 = \$132.932.446$$

4.7.3 Beneficios Sociales Netos Directos ($BSND$)

Los Beneficios Sociales Netos Directos resultan de realizar la diferencia entre los Costos Sociales Directos de la Situación Sin Proyecto y los Costos Sociales Directos de la Situación Con Proyecto:

▶ ALTERNATIVA A (500 kV):

$$BSND = CSD_1 - CSD_2 = \$ 191.321.262 - \$ 253.690.421 = \$ - 62.369.158$$

▶ ALTERNATIVA B (220 kV):

$$BSND = CSD_1 - CSD_2 = \$ 191.321.262 - \$195.006.581 = \$ - 3.685.318$$

▶ ALTERNATIVA C (132 kV):

$$BSND = CSD_1 - CSD_2 = \$ 191.321.262 - \$132.932.446 = \$ 58.388.817$$

4.7.4 Beneficios y Costos Socioeconómicos Indirectos y Externalidades del Proyecto

No está planteado dentro del modelo a utilizar el cálculo de Beneficios y Costos Socioeconómicos Indirectos y Externalidades del Proyecto, lo que no implica la inexistencia de los mismos.

Pueden existir Beneficios Socioeconómicos Indirectos producto de la realización del proyecto al beneficiar la actividad productiva de la región, pero con el supuesto d) del modelo planteado, estos beneficios no serían de significancia como para modificar sus conclusiones.

En lo relativo a las Externalidades, se pueden mencionar como negativas la contaminación visual que producen las líneas en las cercanías de localidades y caminos y los impactos ambientales sobre el medio natural originados a causa de los campos eléctricos y magnéticos; puesto que la línea habrá de atravesar un área con muy baja densidad poblacional, los efectos negativos se hacen poco significativos. En cuanto a Externalidades positivas se tienen, entre otras, la eliminación de la contaminación producida por la utilización de combustibles fósiles y la eliminación de ruidos producto de que los equipos de generación se encuentran dentro del ejido urbano de cada una de las localidades. A la poca significación de las externalidades con respecto a la magnitud del proyecto, puede adicionarse como fundamentación de su no inclusión en el modelo, la virtual compensación originada al producirse externalidades en ambos sentidos.

4.7.5 Beneficios y Costos Intangibles

Este tipo de beneficios y costos al ser intangibles no se consideran dentro del modelo, pero pueden jugar un papel importante, principalmente en los casos donde la realización del proyecto en términos socioeconómicos se encuentre próximo a la indiferencia.

Pueden mencionarse como beneficios intangibles, el desarrollo regional como política de estado y la posibilidad, en escenarios futuros, de la producción de energía a escala desde el sur de la Provincia de Santa Cruz, situación que hoy no resulta viable por el grado de saturación que presentan las líneas que vinculan a los mayores centros de consumo de energía del país, y al bajo costo del gas y su transporte, en relación al costo de transporte de energía eléctrica.

4.7.6 Indicadores de Rentabilidad del Proyecto

- **VALOR ACTUAL NETO SOCIAL (VANS):** Al utilizar cifras actualizadas para calcular los Beneficios Sociales Netos Directos, al considerar para su cálculo precios sociales, y al no considerar efectos indirectos y externalidades, los Beneficios Sociales Netos Directos representan el correspondiente Valor Actual Neto Social, así tenemos:

▶ ALTERNATIVA A (500 kV): VANS = \$ - 62.359.158

▶ ALTERNATIVA B (220 kV): VANS = \$ - 3.685.318

▶ ALTERNATIVA C (132 kV): VANS = \$ 58.388.817

- **TASA INTERNA DE RETORNO SOCIAL (TIRS):** Las tasas internas de retorno para cada una de las alternativas planteadas son las siguientes:

▶ ALTERNATIVA A (500 kV): TIRS = 8,31 %

▶ ALTERNATIVA B (220 kV): TIRS = 11,71 %

▶ ALTERNATIVA C (132 kV): TIRS = 20,21 %

4.7.7 Razón Beneficio-Costo Socioeconómica (RBCS)

La razón beneficio-costo socioeconómica en este caso está dada por el cociente de los costos de las dos situaciones:

$$RBCS = \frac{CSD_1}{CSD_2}$$

Para cada alternativa tenemos:

▶ ALTERNATIVA A (500 kV): RBCS = 0,75

▶ ALTERNATIVA B (220 kV): RBCS = 0,98

▶ ALTERNATIVA C (132 kV): RBCS = 1,43

4.7.8 Período de Recupero Social de la Inversión (PRSI)

Se calcula el período de recupero social de la inversión suponiendo que el flujo actualizado posterior al horizonte de análisis no varía.

El período de recupero para cada alternativa es:

▶ ALTERNATIVA A (500 kV): PRSI = 46 años

▶ ALTERNATIVA B (220 kV): PRSI = 28 años

▶ ALTERNATIVA C (132 kV): PRSI = 13 años

4.8 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y RIESGO

Para realizar el análisis de sensibilidad y riesgo se utilizó el programa de simulación Crystal Ball, mediante el cual por medio de iteraciones aleatorias sucesivas (simulación de Montecarlo), en función de la distribución de probabilidades de las variables relevantes, reporta la función de distribución de probabilidades del VANS y de la TIRS, además de estadísticos básicos y percentiles.

Al no tener información respecto al comportamiento de ciertas variables, se les asignó una distribución triangular con valor medio igual al valor estimado para la obtención de los flujos y con rangos subjetivos (en base a juicio de expertos) que prevén una tendencia de precios del sector energético hacia valores internacionales, reflejados en distribuciones asimétricas.

Excepto las pérdidas de energía en red y la inversión en obras, que son propias de cada alternativa, el resto de las variables poseen la misma distribución para las tres alternativas analizadas. Las distribuciones adoptadas pueden verse en el anexo D.

4.8.1 Análisis de Sensibilidad

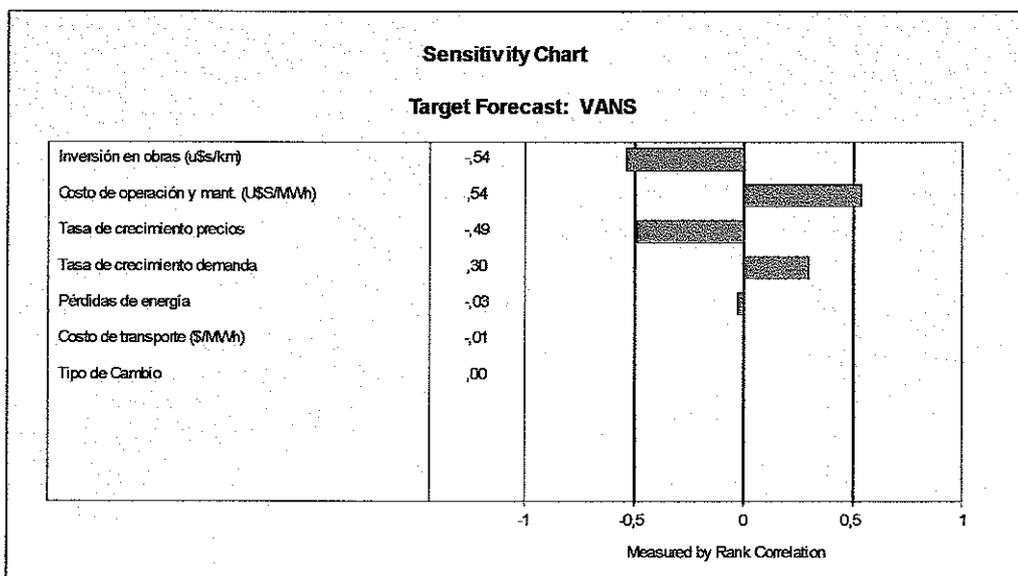
Este análisis permite medir la sensibilidad del resultado del proyecto con respecto a un cambio en el valor de las variables relevantes.

Los siguientes cuadros muestran las variables seleccionadas como relevantes, y su contribución a la variabilidad del VANS para cada una de las alternativas. El orden de las variables refleja, de mayor a menor, el grado de sensibilidad que presentan con respecto al VANS, el cual se expone en porcentaje en la segunda columna y visualmente en el gráfico de barras.

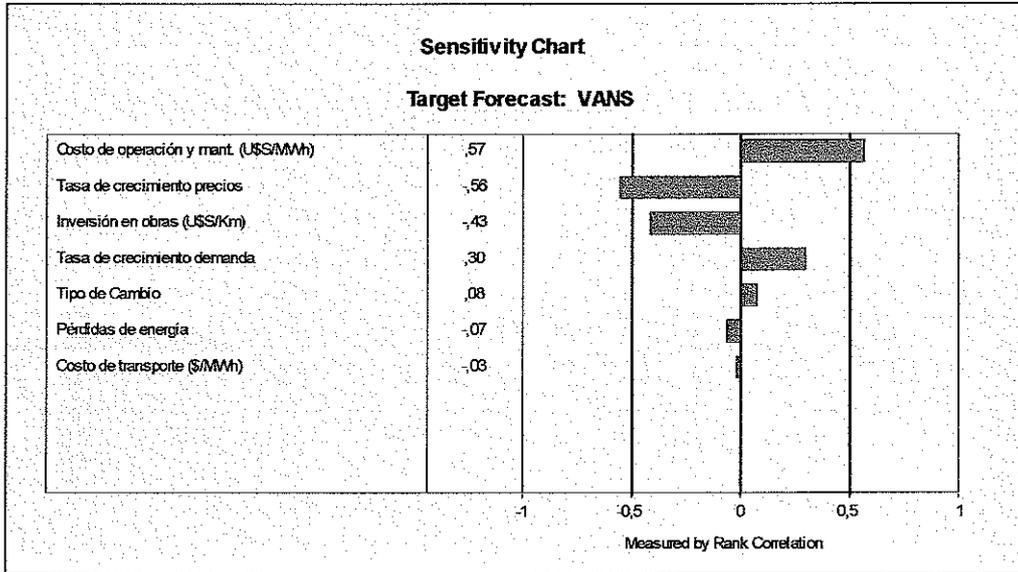
Puede observarse que existen tres variables que afectan positivamente al VANS: el costo de operación y mantenimiento, la tasa de crecimiento de la demanda y el tipo de cambio; y cuatro que lo afectan negativamente: la inversión en obras, la tasa de crecimiento de precios de la energía, el costo de transporte y las pérdidas de energía en red. La tasa de crecimiento de la demanda y el tipo de cambio afectan tanto a la situación sin proyecto como a la situación con proyecto, el costo de operación y mantenimiento es propio de la situación actual, y las variables que afectan negativamente al VANS son propias de la inclusión del proyecto.

Los costos de operación y mantenimiento presentan una significativa sensibilidad al VANS en las tres alternativas, teniendo un peso relativo similar. Los costos de transporte y las pérdidas de energía presentan casi imperceptibles variaciones en el VANS, excepto en la alternativa C donde las pérdidas de energía comienzan a adquirir mayor relevancia. La inversión en obras genera una importante variabilidad del VANS en la alternativa A, siendo en este caso la variable mas relevante, disminuyendo su importancia en la alternativa B y significativamente en la C. La tasa de crecimiento de precios si bien provoca una importante variabilidad del VANS en las tres alternativas, es en la alternativa C donde lo hace con mayor significación. La tasa de crecimiento de la demanda afecta la sensibilidad del VANS de manera casi uniforme y en proporción considerable en las tres alternativas. Por último la variación del tipo de cambio no provoca prácticamente variación en el VANS para la alternativa A, pero si lo hace en las otras alternativas y con mayor significación en la C.

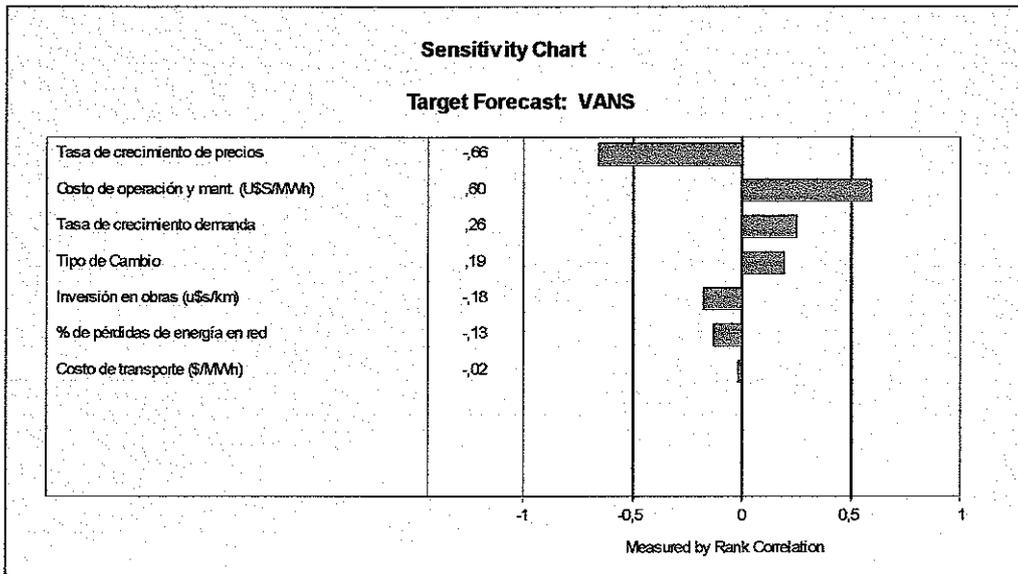
Cuadro N° 9 –Análisis de Sensibilidad en Alternativa A (500 kV)



Cuadro N° 10 –Análisis de Sensibilidad en Alternativa B (220 kV)



Cuadro N° 11 –Análisis de Sensibilidad en Alternativa C (132 kV)



4.8.2 Análisis de Riesgo

El modelo planteado en este trabajo fue expuesto a 10.000 escenarios posibles a fin de estimar el impacto del riesgo sobre los resultados proyectados.

En los cuadros N° 12 y N° 14 se expone un comparativo de los valores obtenidos para cada alternativa de los estadísticos del VANS y de la TIRS, respectivamente.

Puede observarse una confirmación a través de la media de los valores obtenidos en el punto 4.7.6, con una mejora a favor del proyecto para las alternativas A y B. La desviación estándar refleja una alta dispersión de los valores con respecto a la media, especialmente para el VANS. La alternativa C presenta una variabilidad relativa menor que las otras alternativas (menor coeficiente de variabilidad), tanto para el VANS como para la TIRS.

La amplitud del rango de valores para el VANS de las tres alternativas es similar y cercano a los 100 millones de pesos, siendo la alternativa C la única que posee un rango de valores de signo positivo. En cambio para la TIRS la amplitud del rango difiere sensiblemente entre las alternativas.

La distribución de las tres alternativas es virtualmente simétrica, tanto para el VANS como para la TIRS, como lo indican los bajos valores de asimetría; esta característica también puede verificarse observando que el valor de la media es muy cercano al valor de la mediana. La simetría sumada a valores de curtosis muy próximos a 3 (valor que toma en la distribución normal), indica que las distribuciones presentan una forma muy similar a la distribución normal. El error estándar promedio muestra una baja desviación del valor medio real con respecto al estimado.

En los gráficos pueden observarse las características de las distribuciones del VANS y de la TIRS, y el porcentaje de certeza que los valores caigan en determinado rango.

Los percentiles de los cuadros N° 13 y N° 15 representan la confiabilidad de llegar a un valor determinado por debajo de cierto umbral. En el cuadro N° 13 puede observarse que existe una probabilidad del 100% que el VANS sea negativo en la alternativa A, una probabilidad del 50% que sea negativo en la alternativa B y una probabilidad del 100% que sea positivo en la alternativa C. En el cuadro N° 15 puede observarse que existe una probabilidad del 100% que la TIRS sea menor al 12% en la alternativa A, una probabilidad del 50% que sea mayor al 12% en la alternativa B y una probabilidad del 100% que sea mayor al 12% en la alternativa C

Cuadro N° 12 – Estadísticos del VANS

Estadísticos	Alternativa A (500 kV)	Alternativa B (220 kV)	Alternativa C (132 kV)
Media	\$ -58.663.135	\$ 136.239	\$ 58.207.753
Mediana	\$ -59.030.539	\$ -262.595	\$ 58.156.061
Desviación Estándar	\$ 15.092.967	\$ 14.013.415	\$ 13.933.803
Varianza	2E+14	2E+14	2E+14
Asimetría	0,10	0,11	-0,02
Curtosis	2,92	2,94	2,94
Coef. de Variabilidad	-0,26	102,86	0,24
Rango Mínimo	\$ -108.356.855	\$ -46.740.883	\$ 8.783.798
Rango Máximo	\$ -3.638.818	\$ 53.845.844	\$ 106.617.159
Amplitud de Rango	\$ 104.718.037	\$ 100.586.728	\$ 97.833.361
Error Estándar Medio	\$ 150.929,67	\$ 140.134,15	\$ 139.338,03

GRÁFICO N° 1 –Distribución del VANS- Alternativa A (500 kV)

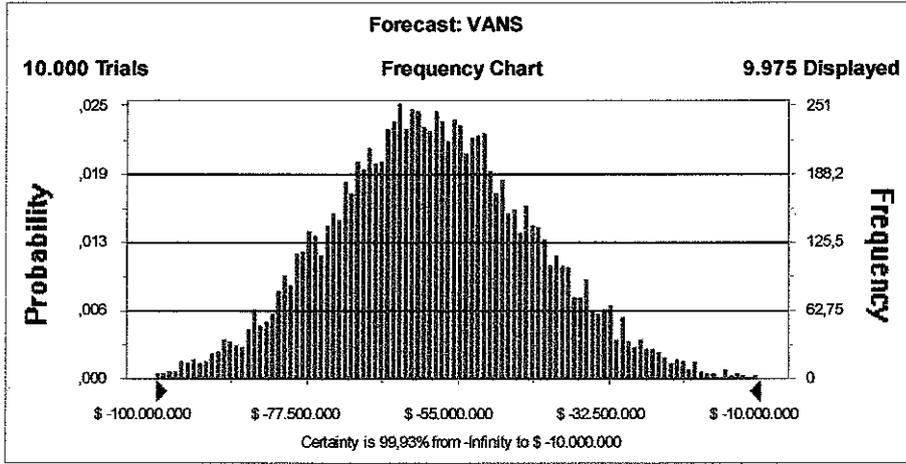


GRÁFICO N° 2 –Distribución del VANS- Alternativa B (220 kV)

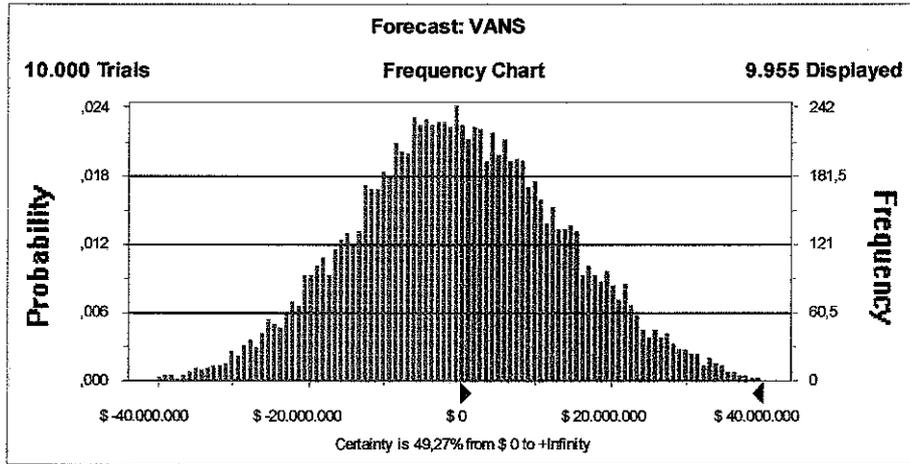
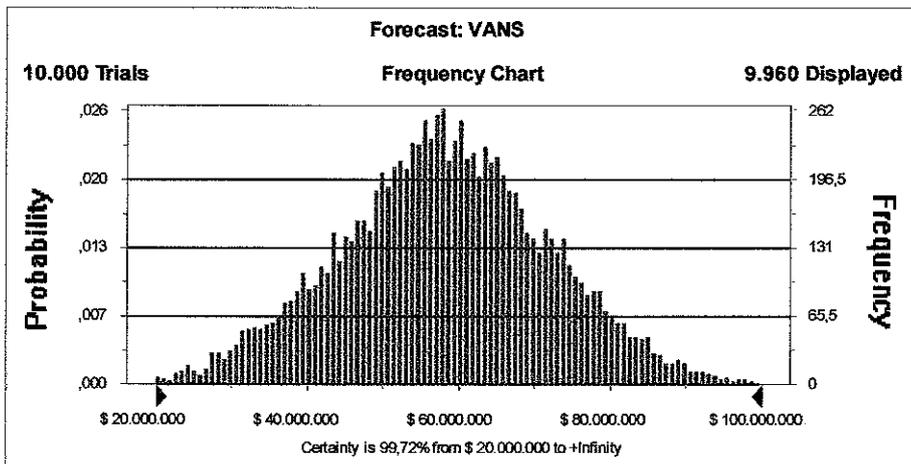


GRÁFICO N° 3 –Distribución del VANS- Alternativa C (132 kV)



Cuadro N° 13- Percentiles del VANS

Percentiles	Alternativa A (500 kV)	Alternativa B (220 kV)	Alternativa C (132 kV)
0%	\$ -108.356.855	\$ -46.740.883	\$ 8.783.798
10%	\$ -77.897.751	\$ -17.895.536	\$ 39.881.930
20%	\$ -71.431.238	\$ -11.623.083	\$ 46.615.065
30%	\$ -66.756.768	\$ -7.370.436	\$ 51.227.589
40%	\$ -62.817.692	\$ -3.750.613	\$ 54.933.219
50%	\$ -59.030.539	\$ -262.595	\$ 58.156.061
60%	\$ -55.130.781	\$ 3.356.987	\$ 61.613.017
70%	\$ -51.074.712	\$ 7.318.324	\$ 65.349.641
80%	\$ -45.946.527	\$ 11.935.672	\$ 69.927.810
90%	\$ -38.885.898	\$ 18.560.093	\$ 76.151.592
100%	\$ -3.638.818	\$ 53.845.844	\$ 106.617.159

Cuadro N° 14 – Estadísticos de la TIRS

Estadísticos	Alternativa A (500 kV)	Alternativa B (220 kV)	Alternativa C (132 kV)
Media	8,50%	11,98%	20,23%
Mediana	8,50%	11,98%	20,25%
Desviación Estándar	0,96%	1,13%	1,62%
Varianza	0,01%	0,01%	0,03%
Asimetría	-0,07	-0,04	-0,12
Curtosis	3,00	3,00	3,04
Coef. de Variabilidad	0,11	0,09	0,08
Rango Mínimo	5,10%	7,92%	13,66%
Rango Máximo	11,80%	15,99%	25,63%
Amplitud de Rango	6,70%	8,06%	11,97%
Error Estándar Medio	0,01%	0,01%	0,02%

GRÁFICO N° 4 – Distribución de la TIRS- Alternativa A (500 kV)

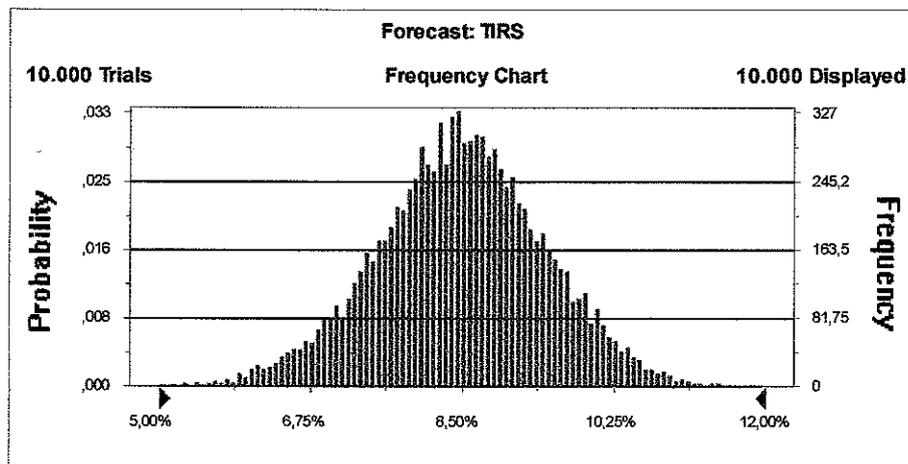


GRÁFICO N° 5 – Distribución de la TIRS- Alternativa B (220 kV)

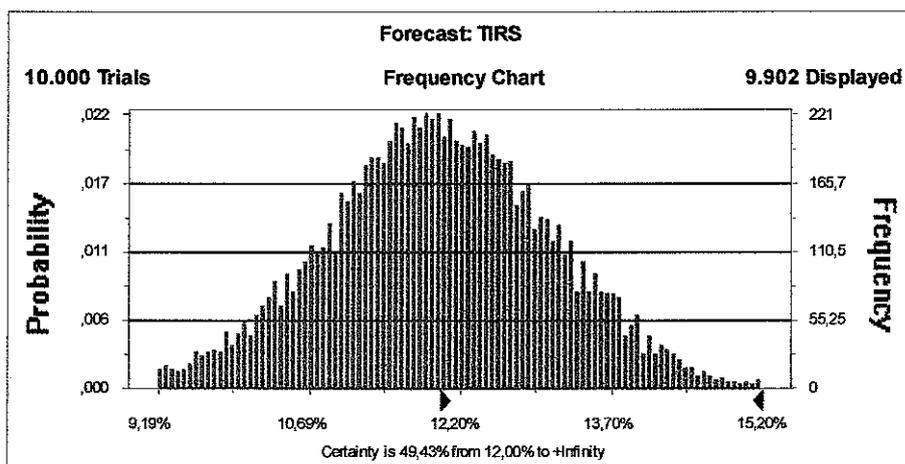
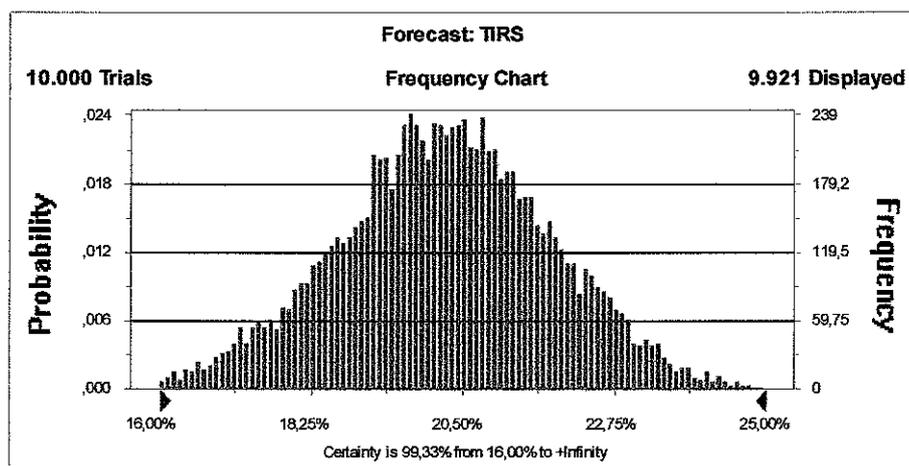


GRÁFICO N° 6 – Distribución de la TIRS - Alternativa C (132 kV)



Cuadro N° 15- Percentiles de la TIRS

Percentiles	Alternativa A (500 kV)	Alternativa B (220 kV)	Alternativa C (132 kV)
0%	5,10%	7,92%	13,66%
10%	7,26%	10,52%	18,15%
20%	7,70%	11,05%	18,91%
30%	8,02%	11,40%	19,42%
40%	8,27%	11,70%	19,84%
50%	8,50%	11,98%	20,25%
60%	8,74%	12,27%	20,65%
70%	8,99%	12,58%	21,08%
80%	9,30%	12,94%	21,59%
90%	9,73%	13,45%	22,32%
100%	11,80%	15,99%	25,63%

CONCLUSIONES

Los anuncios sobre grandes obras de infraestructura generan expectativas y compromisos que tornan políticamente contraproducente la no concreción de las mismas. El decreto 1378/01 es una muestra de que en muchas oportunidades los anuncios anteceden al análisis socioeconómico de la conveniencia de realizar un determinado proyecto, haciendo que la evaluación nunca se realice o en definitiva no se tenga en cuenta al momento de tomar la decisión final sobre la alternativa más conveniente para la sociedad.

La evaluación socioeconómica de la inclusión de la Provincia de Santa Cruz en el Sistema Argentino de Interconexión de Energía Eléctrica, realizada mediante un modelo construido a partir de diferencia de costos, en un análisis a nivel de perfil, utilizando la información disponible al momento de la evaluación, permite afirmar que: la situación con proyecto resulta mejor que la situación actual, para la alternativa en un nivel de tensión de 132 kV (alternativa C); sin embargo la situación con proyecto resulta peor que la situación actual en niveles de tensión superiores (220 kV y 500 kV, alternativas B y A respectivamente).

El análisis de sensibilidad refleja que el costo de operación y mantenimiento, la inversión en obras y la tasa de crecimiento de precios y demanda, son las variables relevantes que impactan más fuertemente sobre la rentabilidad del proyecto.

Los resultados del análisis de riesgo muestran que existe una probabilidad del 99,72% que el VANS sea superior a \$20.000.000 para la alternativa C, una probabilidad del 49,27% que sea positivo para la alternativa B y una probabilidad del 99,33% que sea inferior a -\$10.000.000 para la alternativa A.

El desarrollo de la región y el aporte a la integración en transporte de energía eléctrica de todo el territorio nacional, son importantes beneficios intangibles que generaría la inclusión del proyecto de interconexión, cualquiera fuese la alternativa adoptada.

Por lo expuesto puede concluirse que debería realizarse el proyecto de interconexión de la Provincia de Santa Cruz con el Sistema Argentino de Interconexión de Energía Eléctrica en una tensión de 132 kV, dado que resulta lo más conveniente para la sociedad en su conjunto.

Para mejorar el análisis, se debe profundizar la investigación continuando con el correspondiente estudio de prefactibilidad, que permita incrementar la calidad de la información que se tendrá en cuenta al momento de tomar la decisión de ejecutar o no el proyecto.

En la medida en que se efectúen los respectivos procesos de formulación, evaluación y selección de proyectos, se logrará un incremento en la productividad de la inversión pública y como consecuencia un mayor bienestar social producto de la mejor asignación de los recursos del Estado; de otra forma seguiremos padeciendo anuncios de obras que terminan consumiendo recursos escasos, mientras existen potenciales proyectos rentables que esperan su concreción.

BIBLIOGRAFÍA

- Abruzzini, M. P. 2000. *Análisis y propuesta para el proyecto de ley de uso eficiente de la energía en Argentina*. Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 13. CEPAL. Santiago de Chile.
- Brealey & Myers. 1993. *Fundamentos de la Financiación Empresarial*. Mc Graw Hill.
- Coloma Ferrá. 1999. *Evaluación Socioeconómica de Proyectos*. Univ. Nac. De Cuyo. Mendoza.
- Chao L. L. 1993. *Estadística para las Ciencias Administrativas*. 3ª edición. Mc Graw Hill. Colombia.
- Damodaran, A. 1996. *Investment Valuation*. John Wiley and Sons Inc.
- Dixit, A. & Pindyck R. 1993. *Investment under uncertainty*. Pinceton University Press.
- Dirección Nacional de Prospectiva. 2001. *Informe del Sector Eléctrico Año 2000*. Secretaría de Energía. Ministerio de Infraestructura y Vivienda. República Argentina.
- Dirección Nacional de Prospectiva. 2002. *Informe del Sector Eléctrico Año 2001*. Secretaría de Energía y Minería. Ministerio de Economía. República Argentina.
- FIEL, 1999. *La Regulación de la Competencia y de los Servicios Públicos: Teoría y Experiencia Argentina Reciente*. FIEL.
- Fontaine, E. 2000. *Evaluación Social de Proyectos*. 12ª edición. Alfaomega. México.
- Gabrielli, A. 1990. *Evaluación Privada de Proyectos*. Banco Mundial. Bolivia.
- Harberger, Arnold. 1972. *Project Evaluation*. Collected Papers. The University of Chicago Press. Published by The Macmillan Press Ltd.
- Instituto de Energía Eléctrica – Facultad de Ingeniería U.N.S.J. 1994. *Evaluación Técnica Económica Preliminar de la Interconexión de Río Gallegos al MEMSP*.
- IEFE, 1996. *Diagnóstico y Perspectivas del Sector Eléctrico Argentino*, Informe Económico Mensual, La Plata, Vol. 61.
- Mateos, Rodríguez Pardina y Rossi. 1999. *Oferta y Demanda de Electricidad en Argentina: un modelo de ecuaciones simultaneas*. Serie de texto de discusión N° 12. CEER.
- Newbold, P. 1997. *Estadística para los Negocios y la Economía*. 4ª edición. Prentice Hall. Madrid.

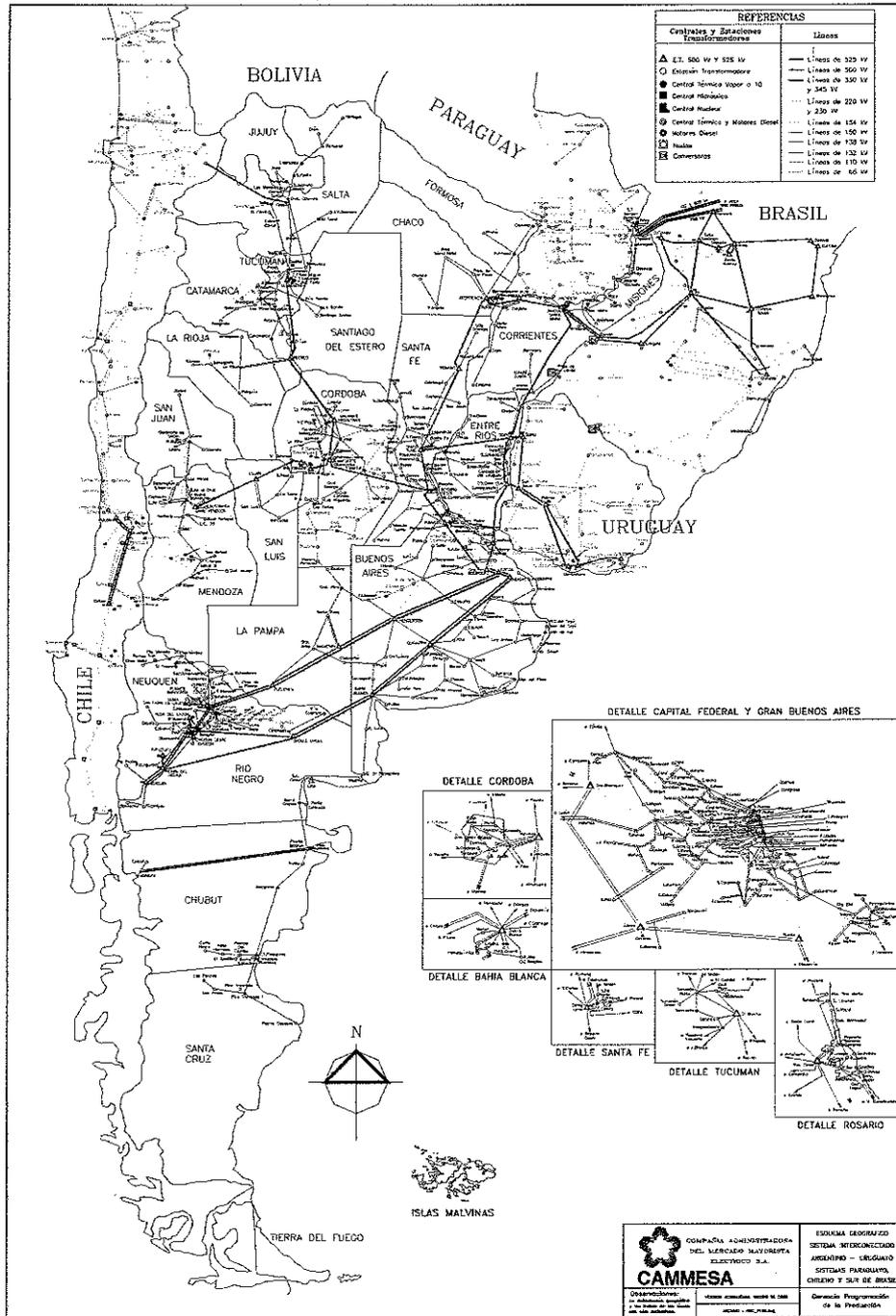
- Pistonesi, H. 2000. *Sistema Eléctrico Argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma*. Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 10. CEPAL. Santiago de Chile.
- Pouliquen, L. 1983. *Risk Análisis in Project Appraisal*. World Bank- Collected papers # 10.
- Reutlinger, S. 1984. *Techniques for Project Appraisal under Uncertainty*. World Bank- Collected papers # 10.
- Romero, C. A. 1998. *Regulación e Inversiones en el Sector Eléctrico Argentino*. Serie reformas Económicas N° 5. CEPAL.
- Sapag Chain, Nassir y Reinaldo, 1995. *Preparación y Evaluación de Proyectos*. 3ª edición. Santiago. Mc Graw Hill.

PÁGINAS WEB CONSULTADAS

- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA): www.cammesa.com
- Consejo Federal de Energía Eléctrica (CFEE): www.cfe.gov.ar
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE): www.enre.gov.ar
- Ministerio de Economía de la Nación: www.mecon.gov.ar
- Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios: www.minplan.gov.ar
- Secretaria de Energía de Nación: energia.mecon.gov.ar
- Servicios Públicos Sociedad del Estado de la Provincia de Santa Cruz (SPSE): www.spse.com.ar

ANEXO A - MAPAS

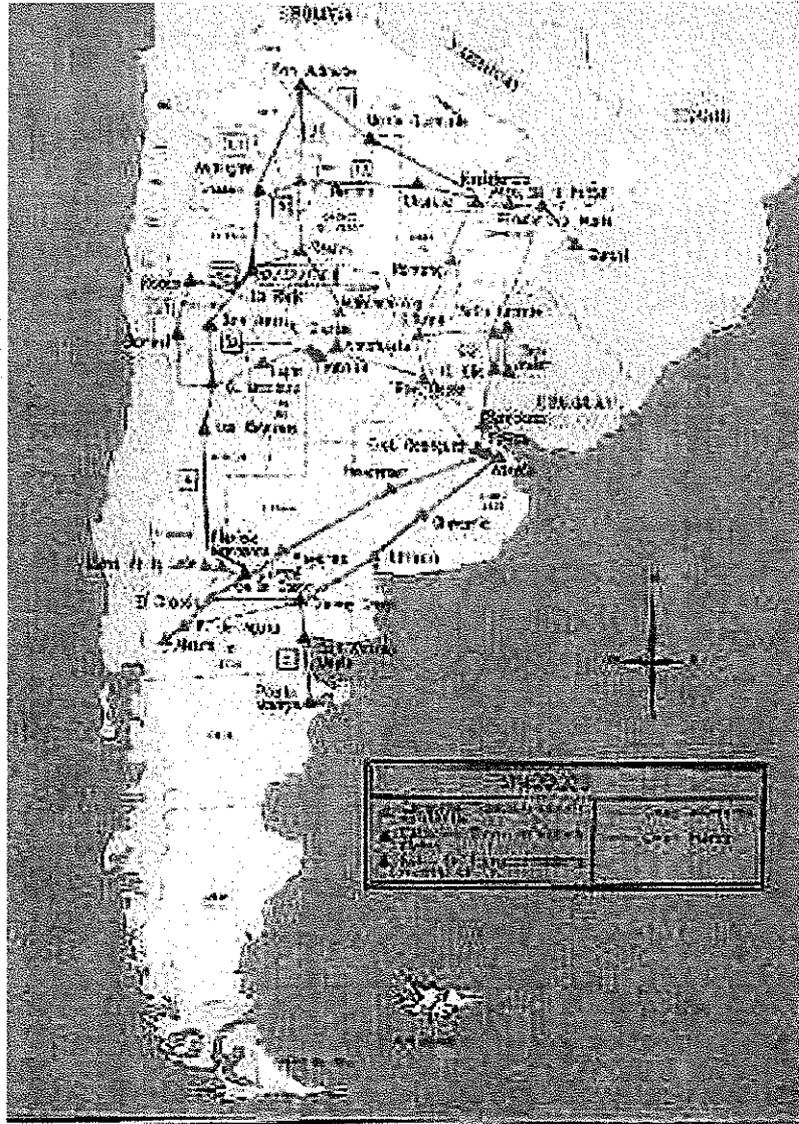
MAPA A1- SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN Y SISTEMA INTERCONECTADO PATAGÓNICO



Fuente: CAMMESA.

MAPA A2- PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE

En este mapa pueden observarse las líneas en 500 kV propuestas en el marco del Plan Federal de Transporte (líneas de color rojo) y las líneas en 500 kV existentes actualmente en el SADI (líneas de color verde).

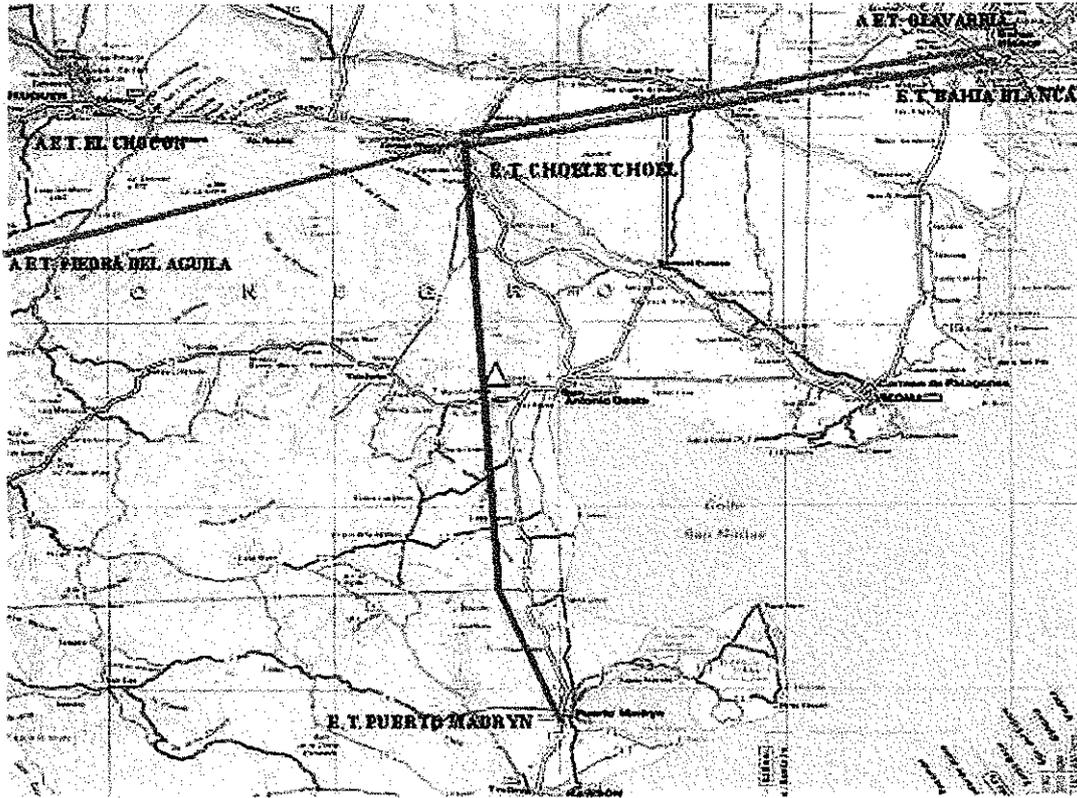


Consejo Federal de la Energía Eléctrica			
Estudio de Prefactibilidad y Determinación de Beneficios Potenciales en Obras de 500 kV			
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTROENERGÍA S.A. (INAE) UTE S.A. UDELAR S.A.	DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DIRECCIÓN DE OBRAS DIRECCIÓN DE ESTUDIOS DIRECCIÓN DE PLANEACIÓN	SISTEMA DE 500 kV Esquema Geográfico	50000 001

Fuente: CAMMESA.

MAPA A3- INTERCONEXIÓN MEM-MEMSP

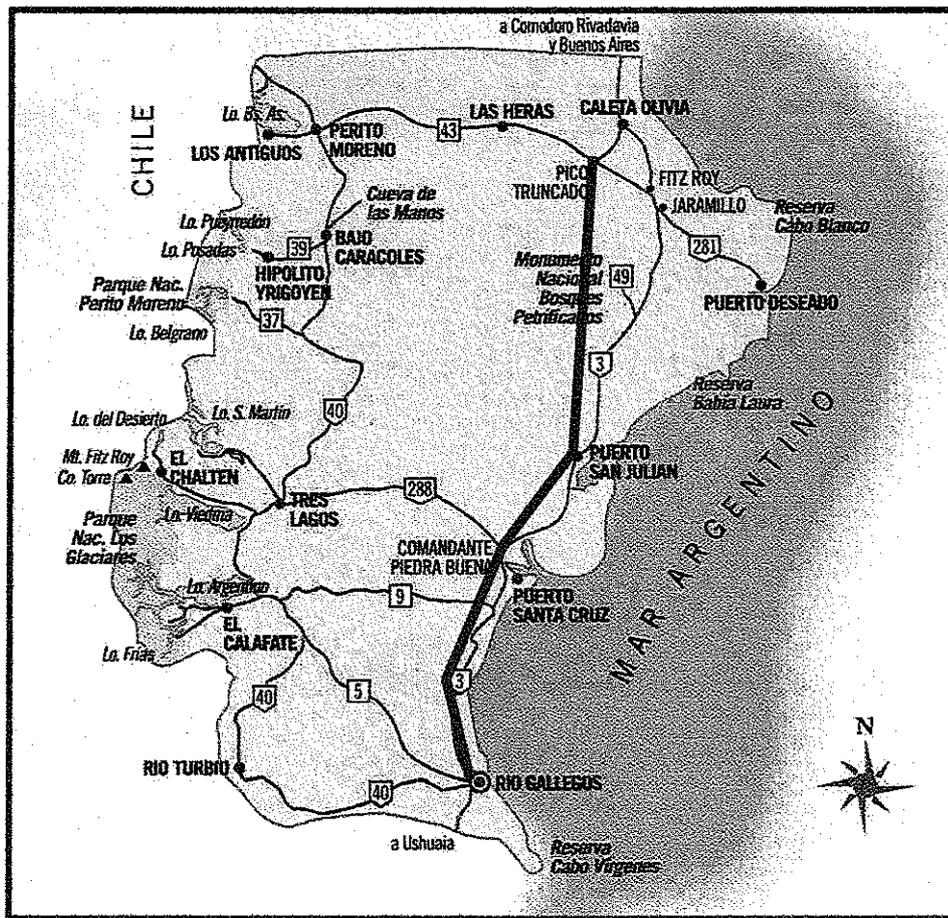
En este mapa se representa la traza de la línea en 500 kV que interconectará al Sistema Patagónico con el SADI, uniendo a las localidades de Choele Choel con Puerto Madryn con una longitud de la línea de 354 km.



Fuente: CAMMESA.

MAPA A4- LÍNEA DE TRANSMISIÓN DEL PROYECTO DE INTERCONEXIÓN DE LA PROVINCIA DE SANTA CRUZ AL SADI

La línea roja marcada en el mapa no refleja una traza sugerida, sino una poligonal que une a las localidades comprendidas en el proyecto, permitiendo visualizar en forma aproximada la magnitud de la obra.



Fuente: Elaboración propia en base a mapa suministrado por la Dirección de Energía de la Provincia de Santa Cruz.

ANEXO B - PRESUPUESTOS

1) PRESUPUESTOS DE LÍNEAS

CUADRO B1 - ALTERNATIVA A (500 kV)

LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 500 kV. PRESUPUESTO TIPO.						
Se ha adoptado una línea de 500 kV con las siguientes características:						
Longitud (km):						500
Terreno:						100% llano
Fundaciones c/agua:						aprox. 25%
Estructuras arrientadas:						91%
Caminos y accesos:						medio-bueno
Servidumbre:						bajo-productivo
COSTOS DIRECTOS						U\$S
1.	OBRAS CIVILES					19.385.590
2.	MONTAJE Y TENDIDO					14.086.222
3.	SUMINISTROS					34.537.129
4.	SERVIDUMBRE					2.000.000
SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS						70.008.941
COSTOS INDIRECTOS						
1.	CONSTRUCCION/OP. OBRADORES					2.400.000
2.	DIRECCION DE OBRA/PERSONAL					1.500.000
3.	INGENIERIA Y ESTUDIOS					700.000
4.	IMPREVISTOS					3.347.181
SUBTOTAL COSTOS INDIRECTOS						7.947.181
SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS + INDIRECTOS						77.956.122
IMPACTACION COSTO ESTRUCTURAL DE LA EMPRESA						6.236.490
TOTAL COSTOS DIREC.+ INDIREC.+IMPACT. ESTRUCTURALDE LA EMP.						84.192.612
SUPERVISIÓN DE TRANSENER						2.525.778
TOTAL DE LA OBRA						86.718.390
COSTO POR KM DE LÍNEA						173.437

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.

**CUADRO B2- ALTERNATIVA B (220 kV)
Y ALTERNATIVA C (132 kV)**

ALTERNATIVA	B- 220 kV U\$/Km	C- 132 Kv U\$/Km
Materiales	58.000,00	30.600,00
Transporte	2.900,00	1.530,00
Montaje	19.720,00	10.404,00
Subtotal	80.620,00	42.534,00
Ing., Sup.,	8.062,00	4.253,00
Gastos Generales	22.171,00	11.697,00
Imprevistos	11.085,00	5.848,00
Total s/Imp	121.938,00	64.332,00

Fuente: Dirección de Energía de la Pcia. de Santa Cruz.

2) PRESUPUESTOS ESTACIONES TRANSFORMADORAS

CUADRO B3- PRESUPUESTOS ESTACIONES TRANSFORMADORAS

ALTERNATIVA	A – 500 kV U\$S	B – 220 kV U\$S	C – 132 kV U\$S
San Julián	2.906.250	2.043.294	1.078.000
Piedra Buena	2.973.649	2.090.680	1.103.000
Río Gallegos	4.766.465	3.351.153	1.768.000
Pico Truncado	760.262	534.517	282.000
TOTAL	11.406.625	8.019.643	4.231.000

Fuente: Elaborado en base a presupuesto de la UNSJ para 132 kV.

3) PRESUPUESTOS DE INVERSIONES FUTURAS

3.1) SITUACIÓN CON PROYECTO

CUADRO B4 – INVERSIONES ESTIMADAS EN SITUACIÓN CON PROYECTO

AÑO	ALTERNATIVA		
	C - 132 kV U\$S	B - 220 kV U\$S	A - 500 kV U\$S
2008	120.000	227.454	323.516
2015	623.000	1.180.864	1.679.586
2026	451.000	854.847	1.215.880
2027	426.000	807.461	1.148.481
	1.620.000	3.070.627	4.367.462

Fuente: elaboración propia.

3.2) SITUACIÓN SIN PROYECTO

CUADRO B5 – VALORES LÍMITES POTENCIA/GENERACION

LOCALIDAD	PORCENTAJE
Puerto San Julián	0,048%
Piedra Buena y Santa Cruz	0,059%
Río Gallegos	0,041%

Fuente: elaboración propia.

CUADRO B6 – VALORES EQUIPOS DE GENERACIÓN

Nivel de Precios en la Industria – Plantas de Ciclo Simple				
Modelo	Rendimiento (Kw)	Eficiencia	Precio (U\$S)	U\$S por kW
501-KB5S	3.950	29,00%	1.600.000	405,06
PGT5	5.220	26,80%	1.900.000	363,98
MF-221	30.000	32,00%	10.000.000	333,33
V64,3	63.000	35,40%	17.700.000	280,95

Fuente: Revista Gas Turbine World, edición 2001.

CUADRO B7 – INVERSIONES ESTIMADAS EN SITUACIÓN SIN PROYECTO

AÑO	San Julián			Río Gallegos			Piedra Buena y Santa Cruz			Necesidades en kV: 1- Equipos actualmente existentes en Río Gallegos. 2- Equipos Nuevos.			INVERSION	
	Generación	Potencia	Pot./Gen.	Generación	Potencia	Pot./Gen.	Generación	Potencia	Pot./Gen.	San Julián	P. y S. C.	Gallegos	kV	US\$
2004	10.835,01	4.402	0,41	135.309,21	56.580	0,42	16.454,35	12.400	0,75					
2005	11.424,43	7.402	0,65	142.670,03	83.580	0,59	17.349,47	12.400	0,71	3.000 ¹		30.000 ²	30.000	10.000.000
2006	12.045,92	7.402	0,61	150.431,28	83.580	0,56	18.293,28	12.400	0,68					
2007	12.701,22	7.402	0,58	158.614,74	83.580	0,53	19.288,44	12.400	0,64					
2008	13.392,16	7.402	0,55	167.243,39	83.580	0,50	20.337,73	12.400	0,61					
2009	14.120,70	7.402	0,52	176.341,43	80.380	0,46	21.444,10	15.600	0,73		3.200 ¹			
2010	14.888,86	7.402	0,50	185.934,40	80.380	0,43	22.610,66	15.600	0,69					
2011	15.698,82	10.602	0,68	196.049,23	107.180	0,55	23.840,68	15.600	0,65	3.200 ¹		30.000 ²	30.000	10.000.000
2012	16.552,83	10.602	0,64	206.714,31	107.180	0,52	25.137,61	15.600	0,62					
2013	17.453,31	10.602	0,61	217.959,57	103.780	0,48	26.505,10	19.000	0,72		3.400 ¹			
2014	18.402,77	10.602	0,58	229.816,57	103.780	0,45	27.946,97	19.000	0,68					
2015	19.403,88	10.602	0,55	242.318,59	103.780	0,43	29.467,29	19.000	0,64					
2016	20.459,45	10.602	0,52	255.500,72	133.780	0,52	31.070,31	19.000	0,61			30.000 ²	30.000	10.000.000
2017	21.572,44	10.602	0,49	269.399,96	129.300	0,48	32.760,53	23.880	0,73		4.480 ¹			
2018	22.745,98	15.482	0,68	284.055,32	124.820	0,44	34.542,71	23.880	0,69					
2019	23.983,36	15.482	0,65	299.507,93	124.820	0,42	36.421,83	23.880	0,66					
2020	25.288,06	15.482	0,61	315.801,16	187.820	0,59	38.403,18	23.880	0,62			63.000 ²	63.000	17.700.000
2021	26.663,73	15.482	0,58	332.980,74	176.300	0,53	40.492,31	35.400	0,87		11.520 ¹			
2022	28.114,24	15.482	0,55	351.094,89	176.300	0,50	42.695,09	35.400	0,83					
2023	29.643,65	15.482	0,52	370.194,46	176.300	0,48	45.017,71	35.400	0,79					
2024	31.256,27	15.482	0,50	390.333,03	176.300	0,45	47.466,67	35.400	0,75			30.000 ²	30.000	10.000.000
2025	32.956,61	20.702	0,63	411.567,15	176.300	0,43	50.048,86	35.400	0,71	5.220 ²			5.220	1.900.000
2026	34.749,45	20.702	0,60	433.956,40	239.300	0,55	52.771,51	35.400	0,67			30.000 ²	63.000	17.700.000
2027	40.734,66	20.702	0,51	508.700,65	224.300	0,44	61.860,83	50.400	0,81		15.000 ¹			
2028	42.950,62	20.702	0,48	536.373,97	224.300	0,42	65.226,06	50.400	0,77					
2029	45.287,14	24.652	0,54	565.552,71	254.300	0,45	68.774,36	50.400	0,73	3.950 ²		30.000 ²	3.950	11.600.000

ANEXO C - BENEFICIOS SOCIALES NETOS DIRECTOS

C1 - ALTERNATIVA A (500 kV)

AÑO	CSD1					CSD2					BSND	
	Cge1 (1)	Cens1 (2)	Iexp1 (3)	TOTAL \$ (4) (1+2+3)	Cce2 (5)	Cens2 (6)	I2 (7)	T2 (8)	TOTAL \$ (9) (6+7+8)	TOTAL \$ (10) (9-4)	\$	
2004	0	0	0	0	0	0	46.558.074	0	46.558.074	0	46.558.074	-46.558.074
2005	0	0	0	0	0	0	135.949.577	0	135.949.577	0	135.949.577	-135.949.577
2006	6.077.113	1.357.867	0	7.434.980	2.153.842	12.922	64.428.710	132.222	66.727.695	0	66.727.695	-59.292.716
2007	17.176.876	3.621.000	0	20.797.876	6.162.236	32.924	0	374.546	6.569.707	0	6.569.707	14.228.169
2008	18.073.436	2.965.500	0	21.038.936	6.562.437	31.226	729.448	394.922	7.718.032	0	7.718.032	13.320.904
2009	19.018.768	2.310.000	0	21.328.768	6.988.628	29.615	0	416.405	7.434.648	0	7.434.648	13.894.121
2010	20.015.527	1.656.000	0	21.671.527	7.442.497	28.087	0	439.058	7.909.642	0	7.909.642	13.761.885
2011	21.066.509	1.000.500	29.000.000	51.067.009	7.925.843	26.638	0	462.943	8.415.423	0	8.415.423	42.651.586
2012	22.174.665	1.267.500	0	23.442.165	8.440.579	25.263	0	488.127	8.953.968	0	8.953.968	14.488.196
2013	23.343.104	1.533.000	0	24.876.104	8.988.744	23.960	0	514.681	9.527.384	0	9.527.384	15.348.720
2014	24.575.106	1.800.000	0	26.375.106	9.672.508	22.724	0	542.679	10.137.911	0	10.137.911	16.237.195
2015	25.874.130	2.065.500	0	27.939.630	10.194.185	21.551	3.787.051	572.201	14.574.989	0	14.574.989	13.364.641
2016	27.243.820	2.332.500	29.000.000	58.576.320	10.856.237	20.439	0	603.329	11.480.005	0	11.480.005	47.096.315
2017	28.688.022	2.598.000	0	31.286.022	11.561.284	19.385	0	636.150	12.216.819	0	12.216.819	19.069.203
2018	30.210.788	2.865.000	0	33.075.788	12.312.120	18.385	0	670.756	13.001.261	0	13.001.261	20.074.526
2019	31.816.392	3.130.500	0	34.946.892	13.111.718	17.436	0	707.246	13.836.400	0	13.836.400	21.110.492
2020	33.509.341	3.396.000	51.330.000	88.235.341	13.963.246	16.537	0	745.720	14.725.502	0	14.725.502	73.509.839
2021	35.294.387	3.377.205	0	38.671.592	14.870.075	15.683	0	786.287	15.672.045	0	15.672.045	22.999.547
2022	37.176.539	3.358.514	0	40.535.054	15.835.797	14.874	0	829.061	16.679.732	0	16.679.732	23.855.322
2023	39.161.081	3.339.927	0	42.501.008	16.864.237	14.107	0	874.162	17.752.506	0	17.752.506	24.748.502
2024	41.253.581	3.321.443	29.000.000	73.575.024	17.959.468	13.379	0	921.716	18.894.563	0	18.894.563	54.680.460
2025	43.459.913	3.303.060	5.510.000	52.272.974	19.125.828	12.689	0	971.858	20.110.374	0	20.110.374	32.162.600
2026	45.786.270	3.284.780	51.330.000	100.401.050	20.367.936	12.034	2.741.509	1.024.727	24.146.205	0	24.146.205	76.254.845
2027	48.239.181	3.266.601	0	51.505.782	21.690.711	11.413	2.589.540	1.080.472	25.372.136	0	25.372.136	26.133.646
2028	50.825.530	3.248.522	0	54.074.052	23.099.392	10.824	0	1.139.249	24.249.466	0	24.249.466	29.824.586
2029	53.552.577	3.230.543	33.640.000	90.423.120	24.599.559	10.266	0	1.201.225	-38.384.928	0	-38.384.928	128.808.048

C2 - ALTERNATIVA B (220 KV)

AÑO	CSD1					CSD2					BSND	
	Cge1 (1)	Cens1 (2)	Iexp1 (3)	TOTAL \$ (4) (1+2+3)	Cce2 (5)	Cens2 (6)	I2 (7)	T2 (8)	TOTAL \$ (9) (5+6+7+8)	\$ (10) (9-4)		
2004	0	0	0	0	0	0	32.733.491	0	32.733.491	-32.733.491		
2005	0	0	0	0	0	0	95.581.793	0	95.581.793	-95.581.793		
2006	6.077.113	1.357.867	0	7.434.980	2.281.220	18.379	38.991.476	132.222	41.423.297	-33.988.317		
2007	17.176.876	3.621.000	0	20.797.876	6.526.670	46.829	0	374.546	6.948.045	13.849.830		
2008	18.073.436	2.965.500	0	21.038.936	6.950.538	44.413	512.852	394.922	7.902.724	13.136.211		
2009	19.018.768	2.310.000	0	21.328.768	7.401.934	42.122	0	416.405	7.860.461	13.468.307		
2010	20.015.527	1.656.000	0	21.671.527	7.882.645	39.949	0	439.058	8.361.651	13.309.875		
2011	21.066.509	1.000.500	29.000.000	51.067.009	8.394.575	37.888	0	462.943	8.895.405	42.171.604		
2012	22.174.665	1.267.500	0	23.442.165	8.939.753	35.933	0	488.127	9.463.812	13.978.353		
2013	23.343.104	1.533.000	0	24.876.104	9.520.336	34.079	0	514.681	10.069.095	14.807.009		
2014	24.575.106	1.800.000	0	26.375.106	10.138.625	32.321	0	542.679	10.713.625	15.661.482		
2015	25.874.130	2.065.500	0	27.939.630	10.797.067	30.653	2.662.554	572.201	14.062.476	13.877.154		
2016	27.243.820	2.332.500	29.000.000	58.576.320	11.498.272	29.072	0	603.329	12.130.673	46.445.648		
2017	28.688.022	2.598.000	0	31.286.022	12.245.016	27.572	0	636.150	12.908.738	18.377.284		
2018	30.210.788	2.865.000	0	33.075.788	13.040.256	26.149	0	670.756	13.737.162	19.338.626		
2019	31.816.392	3.130.500	0	34.946.892	13.887.143	24.800	0	707.246	14.619.188	20.327.704		
2020	33.509.341	3.396.000	51.330.000	88.235.341	14.789.029	23.521	0	745.720	15.558.270	72.677.072		
2021	35.294.387	3.377.205	0	38.671.592	15.749.488	22.307	0	786.287	16.558.082	22.113.510		
2022	37.176.539	3.358.514	0	40.535.054	16.772.323	21.156	0	829.061	17.622.540	22.912.514		
2023	39.161.081	3.339.927	0	42.501.008	17.861.584	20.065	0	874.162	18.755.811	23.745.197		
2024	41.253.581	3.321.443	29.000.000	73.575.024	19.021.587	19.029	0	921.716	19.962.333	53.612.691		
2025	43.459.913	3.303.060	5.510.000	52.272.974	20.256.925	18.048	0	971.858	21.246.830	31.026.144		
2026	45.786.270	3.284.780	51.330.000	100.401.050	21.572.491	17.117	1.927.467	1.024.727	24.541.801	75.859.249		
2027	48.239.181	3.266.601	0	51.505.782	22.973.495	16.233	1.820.623	1.080.472	25.890.823	25.614.959		
2028	50.825.530	3.248.522	0	54.074.052	24.465.485	15.396	0	1.139.249	25.620.131	28.453.921		
2029	53.552.577	3.230.543	33.640.000	90.423.120	26.054.372	14.602	0	1.201.225	-16.287.366	106.710.486		

C3 - ALTERNATIVA C (132 KV)

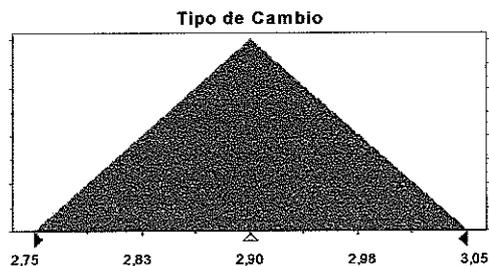
AÑO	CSD1					CSD2					BSND	
	Cge1 (1)	Cens1 (2)	Iexp1 (3)	TOTAL \$ (1+2+3) (4)	Cce2 (5)	Cens2 (6)	I2 (7)	T2 (8)	TOTAL \$ (9) (5+6+7+8)	\$ (9-4)	(10)	
2004	0	0	0	0	0	0	17.269.522	0	17.269.522	-17.269.522		
2005	0	0	0	0	0	0	50.427.003	0	50.427.003	-50.427.003		
2006	6.077.113	1.357.867	0	7.434.980	2.556.066	34.837	10.537.773	132.222	13.260.897	-5.825.917		
2007	17.176.876	3.621.000	0	20.797.876	7.313.016	88.763	0	374.546	7.776.325	13.021.551		
2008	18.073.436	2.965.500	0	21.038.936	7.787.952	84.183	270.570	394.922	8.537.627	12.501.309		
2009	19.018.768	2.310.000	0	21.328.768	8.293.733	79.840	0	416.405	8.789.978	12.538.790		
2010	20.015.527	1.656.000	0	21.671.527	8.832.361	75.721	0	439.058	9.347.139	12.324.387		
2011	21.066.509	1.000.500	29.000.000	51.067.009	9.405.970	71.814	0	462.943	9.940.726	41.126.283		
2012	22.174.665	1.267.500	0	23.442.165	10.016.831	68.109	0	488.127	10.573.067	12.869.098		
2013	23.343.104	1.533.000	0	24.876.104	10.667.364	64.595	0	514.681	11.246.640	13.629.464		
2014	24.575.106	1.800.000	0	26.375.106	11.360.146	61.262	0	542.679	11.964.087	14.411.019		
2015	25.874.130	2.065.500	0	27.939.630	12.097.919	58.101	1.404.709	572.201	14.132.931	13.806.699		
2016	27.243.820	2.332.500	29.000.000	58.576.320	12.883.606	55.104	0	603.329	13.542.039	45.034.281		
2017	28.688.022	2.598.000	0	31.286.022	13.720.319	52.261	0	636.150	14.408.730	16.877.292		
2018	30.210.788	2.865.000	0	33.075.788	14.611.371	49.565	0	670.756	15.331.692	17.744.095		
2019	31.816.392	3.130.500	0	34.946.892	15.560.292	47.007	0	707.246	16.314.545	18.632.347		
2020	33.509.341	3.396.000	51.330.000	88.235.341	16.570.840	44.582	0	745.720	17.361.142	70.874.199		
2021	35.294.387	3.377.205	0	38.671.592	17.647.017	42.282	0	786.287	18.475.585	20.196.007		
2022	37.176.539	3.358.514	0	40.535.054	18.793.084	40.100	0	829.061	19.662.246	20.872.808		
2023	39.161.081	3.339.927	0	42.501.008	20.013.583	38.032	0	874.162	20.925.776	21.575.232		
2024	41.253.581	3.321.443	29.000.000	73.575.024	21.313.345	36.069	0	921.716	22.271.130	51.303.893		
2025	43.459.913	3.303.060	5.510.000	52.272.974	22.697.518	34.208	0	971.858	23.703.585	28.569.389		
2026	45.786.270	3.284.780	51.330.000	100.401.050	24.171.586	32.444	1.016.892	1.024.727	26.245.649	74.155.402		
2027	48.239.181	3.266.601	0	51.505.782	25.741.386	30.770	960.524	1.080.472	27.813.151	23.692.631		
2028	50.825.530	3.248.522	0	54.074.052	27.413.134	29.182	0	1.139.249	28.581.566	25.492.486		
2029	53.552.577	3.230.543	33.640.000	90.423.120	29.193.453	27.677	0	1.201.225	9.950.606	80.472.514		

ANEXO D – DISTRIBUCIÓN DE VARIABLES

Tipo de Cambio

Distribución triangular con parámetros:

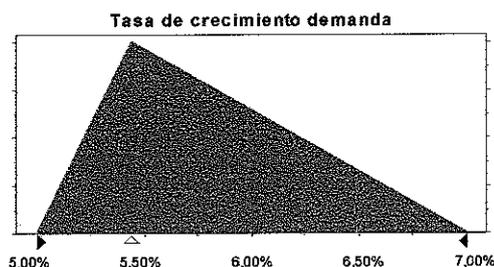
Mínimo	2,75
Valor más probable	2,90
Máximo	3,05



Tasa de crecimiento demanda

Distribución triangular con parámetros:

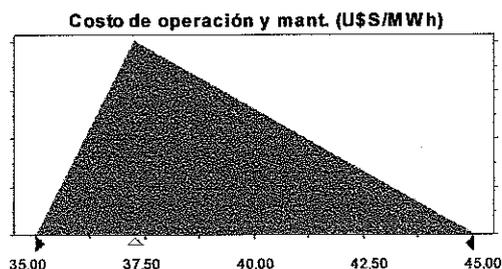
Mínimo	5,00%
Valor más probable	5,44%
Máximo	7,00%



Costo de operación y mantenimiento (U\$/MWh)

Distribución triangular con parámetros:

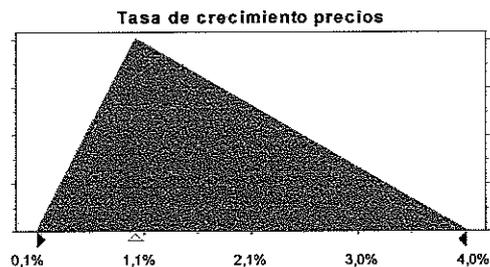
Mínimo	35,00
Valor más probable	37,27
Máximo	45,00



Tasa de crecimiento precios

Distribución triangular con parámetros:

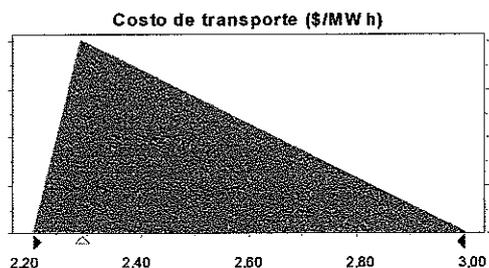
Mínimo	0,1%
Valor más probable	1,0%
Máximo	4,0%



Costo de transporte (\$/MWh)

Distribución triangular con parámetros:

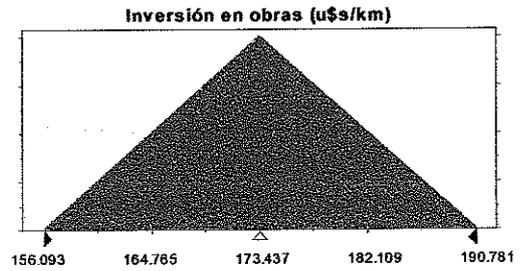
Mínimo	2,20
Valor más probable	2,29
Máximo	3,00



Inversión en obras (línea 500 kV)

Distribución triangular con parámetros:

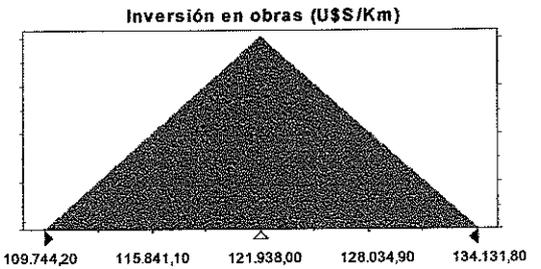
Mínimo	156.093
Valor más probable	173.437
Máximo	190.781



Inversión en obras (línea 220 kV)

Distribución triangular con parámetros:

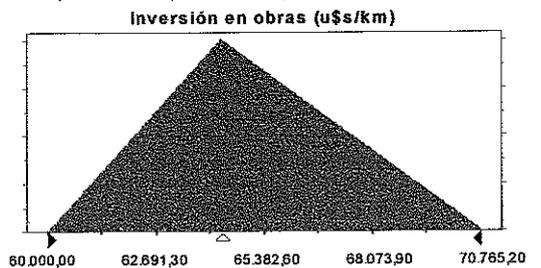
Mínimo	109.744,20
Valor más probable	121.938,00
Máximo	134.131,80



Inversión en obras (línea 132 kV)

Distribución triangular con parámetros:

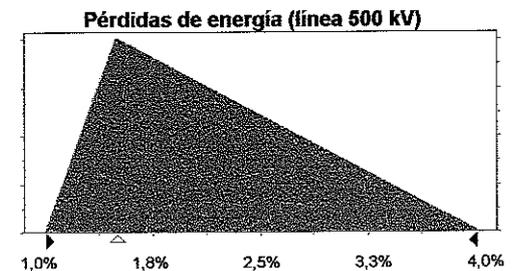
Mínimo	60.000,00
Valor más probable	64.332,00
Máximo	70.765,20



Pérdidas de energía (línea 500 kV)

Distribución triangular con parámetros:

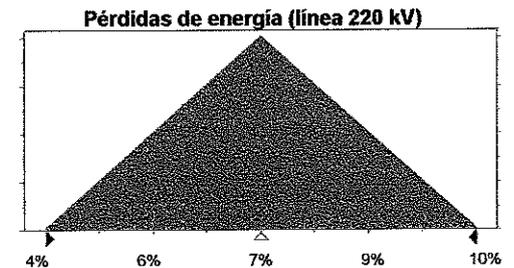
Mínimo	1,0%
Valor más probable	1,5%
Máximo	4,0%



Pérdidas de energía (línea 220 kV)

Distribución triangular con parámetros:

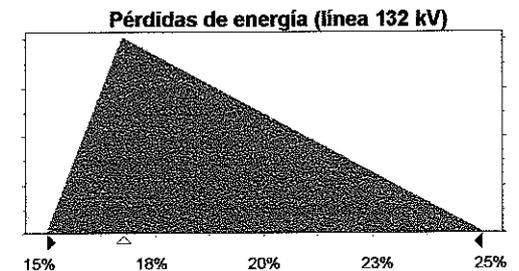
Mínimo	4%
Valor más probable	7%
Máximo	10%



Pérdidas de energía (línea 132 kV)

Distribución triangular con parámetros:

Mínimo	15%
Valor más probable	17%
Máximo	25%



ANEXO E – PÉRDIDAS DE ENERGÍA

En las siguientes ilustraciones puede observarse como el paso de corriente eléctrica por las líneas de transporte produce pérdidas caloríficas en los conductores, que representan pérdidas económicas que deben ser tenidas en cuenta al proyectar las líneas de alta tensión.

La cantidad de corriente o intensidad (I) que fluye en un conductor depende del voltaje o tensión (V) que suministra la fuente³⁰ y de la resistencia (R) que opone el conductor al flujo de carga. La cantidad de corriente que pasa por un circuito es directamente proporcional al voltaje aplicado e inversamente proporcional a la resistencia del circuito. Esto surge de una de las leyes más importantes de la electrotecnia, como lo es la ley de ohm:

Ley de Ohm	$V = I * R$	<u>SIGNIFICADO</u>	<u>UNIDAD DE MEDIDA</u>
		V (Tensión)	Voltios
		I (Intensidad)	Amperios
		R (Resistencia)	Ohmios

La Tensión eléctrica es la diferencia del nivel eléctrico existente entre los extremos de los conductores de un circuito.

La Resistencia es el grado con que los materiales se oponen al paso de la corriente eléctrica. La Resistencia de un cable depende de la conductividad o resistividad del material del que está hecho y también del espesor o sección del cable y de su longitud³¹. Su fórmula es:

Resistencia	$R = \rho * L / S$	<u>SIGNIFICADO</u>	<u>UNIDAD DE MEDIDA</u>
		ρ (Resistividad)	Ohmios * metro
		L (Longitud)	Metro
		S (Sección)	Metros ²

La potencia es la energía potencial por unidad de carga, se expresa matemáticamente como una función de la tensión y de la intensidad:

Potencia	$P_e = \sqrt{3} * V * I * \cos\alpha$ ³²	<u>SIGNIFICADO</u>	<u>UNIDAD DE MEDIDA</u>
		P (Potencia)	Vatios
		$\cos\alpha$ (coseno de phi)	$0 < \cos\alpha < 1$
		$\sqrt{3}$: por ser línea trifásica.	

³⁰ Dispositivo que crea una diferencia de potencial para que fluya la carga, como los generadores que convierten energía mecánica en energía eléctrica.

³¹ Además, la resistencia depende de la temperatura, en la mayoría de los casos un aumento de temperatura se traduce en un incremento en la resistencia del conductor.

³² Esta fórmula corresponde a la potencia activa. El coseno de phi es una función del desfase de la intensidad en relación a la tensión.

Cuando se trata de calcular la potencia disipada en un elemento resistivo puro se expresa de la siguiente manera:

Potencia perdida

$$P_p = 3 * R * I^2$$

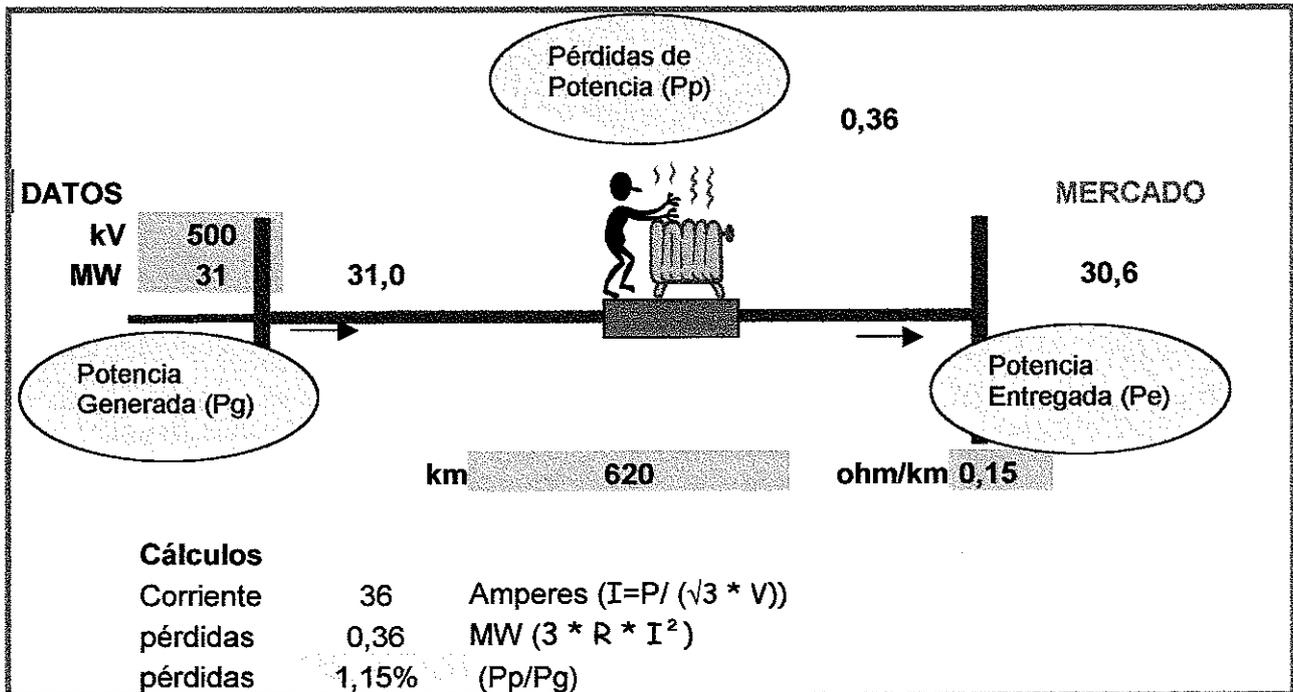
Esto implica que a mayor intensidad mayor potencia entregada, pero también mayor potencia perdida, y como en esta última la intensidad se encuentra elevada al cuadrado, es conveniente disminuir la intensidad y aumentar la tensión para suministrar la misma potencia; pero existen límites admisibles de tensión por cuestiones de seguridad y operabilidad en cuanto a cantidades elevadas, y de la sección del conductor en cuanto a cantidades pequeñas³³.

En este caso se utiliza una resistividad de 0,15 ohm/km, se supone que la tensión y la intensidad se encuentran en fase por lo que el coseno de phi es igual a 1, la sección del conductor se encuentra normalizada y la longitud de la línea está definida por la propia instalación. La demanda si bien está distribuida en cuatro localidades el 83% corresponde a la ciudad más alejada, por lo que para hacer mas sencillo el análisis se toma toda la demanda en el extremo de la línea. Para calcular los megavatios que se necesitan en el extremo, a la demanda anual en megavatios/hora se la divide por la cantidad de horas anuales y por un factor de carga de 0,5:³⁴

$$\text{HORAS AÑO} = 360 \text{ días} * 24 \text{ horas} = 8.640 \text{ horas}$$

$$\text{POTENCIA ENTREGADA} = 132.326,98 \text{ MWh} / 8.640 \text{ horas} / 0,5 = 30,6 \text{ MW}$$

ILUSTRACIÓN E1 - ALTERNATIVA A (500 kV)



³³ A menor tensión mayor tiene que ser la sección del conductor.

³⁴ El factor de carga está dado por el cociente entre la producción anual de energía y su potencia nominal (máxima). El valor de 0,5 es el estimado por la UNSJ y confirmado por CAMMESA.

ILUSTRACIÓN E2 - ALTERNATIVA B (220 kV)

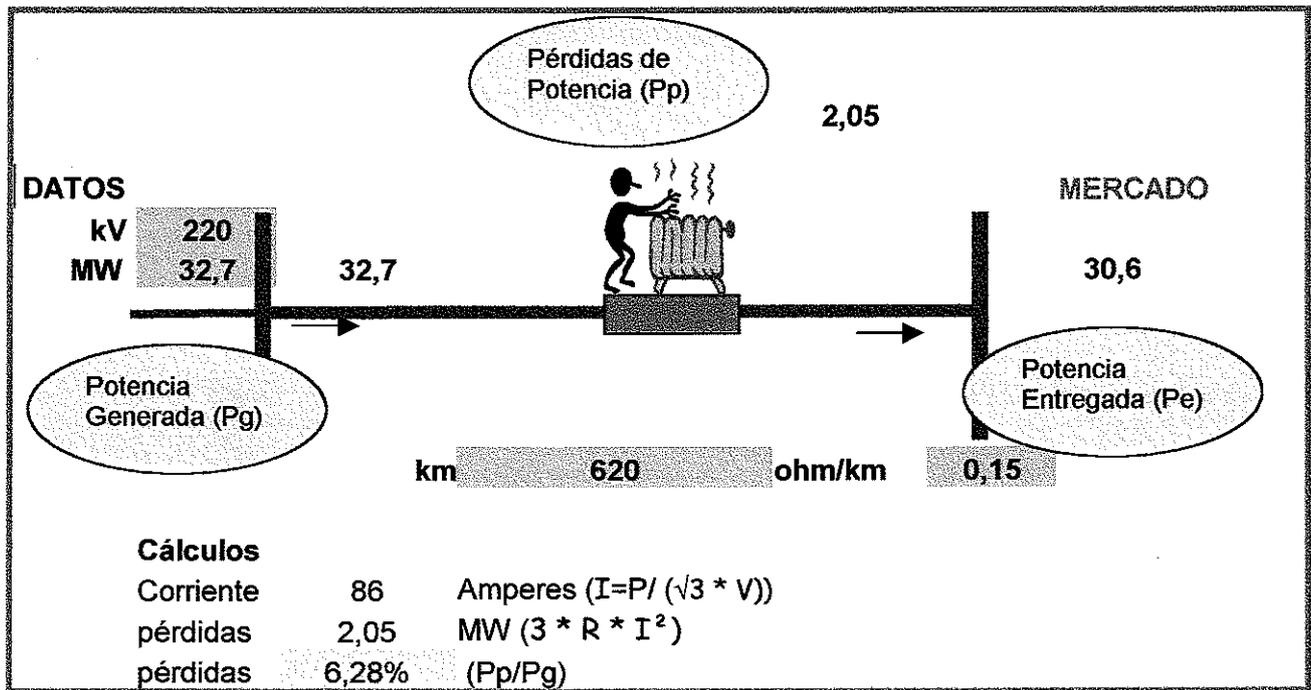
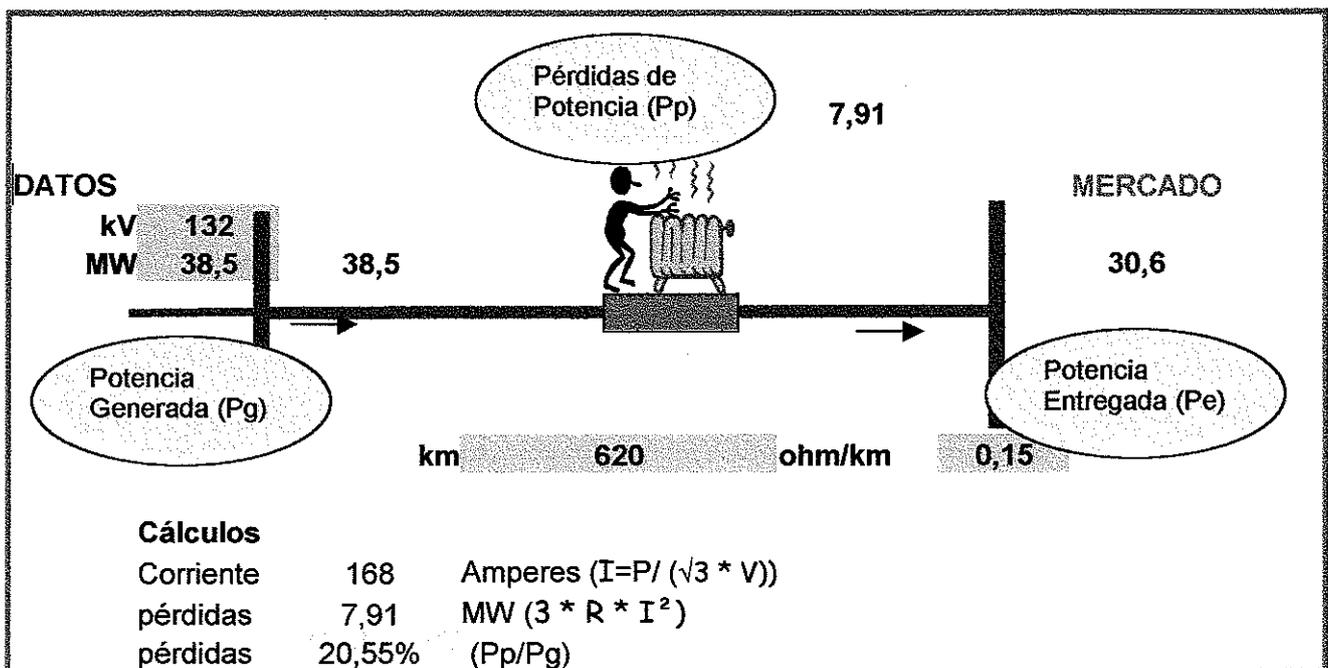


ILUSTRACIÓN E3 - ALTERNATIVA C (132 kV)



ANEXO F – ENERGÍA NO SUMINISTRADA

CUADRO F1 – ESTIMACIÓN DEL COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

AÑO	Situación Sin Proyecto		Situación Con Proyecto		
	ENS (MWh)	CENS (\$ 1500/MWh)	DEMANDA (MWh)	ENS=ISF*DEM *10E5(MWh)	CENS (\$ 1500/MWh)
2003	2.488,00	3.732.000	132326,98	27,13	40.694,65
2004	2.470,00	3.705.000	139525,57	25,73	38.595,08
2005	2.451,00	3.676.500	147115,76	24,40	36.603,83
2006	2.432,00	3.648.000	155118,86	23,14	34.715,31
2007	2.414,00	3.621.000	163557,33	21,95	32.924,24
2008	1.977,00	2.965.500	172454,85	20,82	31.225,56
2009	1.540,00	2.310.000	181836,39	19,74	29.614,53
2010	1.104,00	1.656.000	191728,29	18,72	28.086,62
2011	667,00	1.000.500	202158,31	17,76	26.637,54
2012	845,00	1.267.500	213155,72	16,84	25.263,22
2013	1.022,00	1.533.000	224751,39	15,97	23.959,81
2014	1.200,00	1.800.000	236977,87	15,15	22.723,64
2015	1.377,00	2.065.500	249869,46	14,37	21.551,25
2016	1.555,00	2.332.500	263462,36	13,63	20.439,35
2017	1.732,00	2.598.000	277794,71	12,92	19.384,82
2018	1.910,00	2.865.000	292906,75	12,26	18.384,69
2019	2.087,00	3.130.500	308840,87	11,62	17.436,16
2020	2.264,00	3.396.000	325641,82	11,02	16.536,57
2021	2.251,47	3.377.205	343356,73	10,46	15.683,40
2022	2.239,01	3.358.514	362035,34	9,92	14.874,24
2023	2.226,62	3.339.927	381730,06	9,40	14.106,83
2024	2.214,30	3.321.443	402496,18	8,92	13.379,01
2025	2.202,04	3.303.060	424391,97	8,46	12.688,74
2026	2.189,85	3.284.780	447478,89	8,02	12.034,09
2027	2.177,73	3.266.601	471821,74	7,61	11.413,21
2028	2.165,68	3.248.522	497488,85	7,22	10.824,36
2029	2.153,70	3.230.543	524552,24	6,84	10.265,90

Fuente: elaboración propia en base a datos del estudio de la UNSJ y de CAMMESA.

ANEXO G – ESTIMACIÓN DEL VALOR ACTUAL DE LOS GENERADORES

**CUADRO G1 – ESTIMACIÓN DEL VALOR ACTUAL DE LOS
GENERADORES**

MÁQUINA	Potencia Generador (KVA)	Fecha de puesta en servicio	Valor Generador nuevo (U\$S)	Valor actualizado (U\$S)*
FIAT 4212 ESSM	4.000	1.975	1.600.000,00	160.000,00
FIAT 4212 ESSM	4.000	1.975	1.600.000,00	160.000,00
FIAT 4212 ESSM	3.750	1.976	1.600.000,00	160.000,00
FIAT 4212 ESSM	4.250	1.976	1.600.000,00	160.000,00
THM 1203/HS	6.100	1.980	1.900.000,00	190.000,00
THM 1203/HS	6.100	1.991	1.900.000,00	334.460,80
NEVSKY ZAVOT	14.400	1.995	6.200.000,00	1.819.923,20
AEG KANIS	18.750	1.999	7.950.000,00	3.927.172,80
FIAT B3012 ESSM	2.110	1.986	1.200.000,00	134.515,20
FIAT B3012 ESSM	2.110	1.986	1.200.000,00	134.515,20
FIAT A230.12	1.600	1.978	1.070.000,00	107.000,00
FG WILSON P-1250	1.250	1.997	880.000,00	336.168,45
PAES A120	3.125	1.992	1.435.000,00	285.337,70
PAES A120	3.125	1.992	1.435.000,00	285.337,70
FIAT B305 ESS	670	1.966	1.200.000,00	120.000,00
FIAT B305 ESS	670	1.972	1.200.000,00	120.000,00
MAN G6V 23,5/33ATL	663	1.979	1.200.000,00	120.000,00
FIAT B 305 ESSM	850	1.987	1.200.000,00	143.224,32
MAN 14V 20/27	1.250	1.987	1.200.000,00	143.224,32
MAN G6V 23,5/33 AmA	430	1.968	1.200.000,00	120.000,00
FG WILSON P-1000	1.000	1.997	1.200.000,00	458.411,52
TOTAL	80.203		39.970.000,00	9.419.291,20

Fuente: elaboración propia en base a datos suministrados por SPSE.

* Valores al año 2006, con un período de amortización de 25 años y un valor de recupero del 10%.