



Universidad Torcuato Di Tella
Escuela de Economía Empresaria
Master of Business Administration

Tesis de Graduación
Santiago Antognini

Gasoductos Norandino y Atacama
Historia de una Sobreinversión

por
Santiago N. Antognini.

Tesis de Graduación.
Tutor: Natalia Del Aguila



Indice

1.	Introducción	1
2.	Exportación de Gas a Chile.	2
3.	El mercado.....	4
4.	Marco Regulatorio.	8
5.	Descripción de los Proyectos.....	12
6.	Iniciativas de Fusión.	18
7.	Evaluación Económica (un ducto en operación).....	19
8.	Evaluación Económica (dos ductos en operación)	30
9.	Rentabilidad Extraordinaria de Electroandina:.....	35
10.	Conclusión.....	38
11.	Bibliografía.....	40



1. Introducción

En el año 1999 entraron en operación dos Gasoductos que transportan gas natural desde el noroeste argentino hacia la segunda región de Chile. Cada uno de los proyectos fué dimensionado para la demanda total estimada del mercado y ambos operan en un contexto de libre competencia. Durante la etapa de construcción de los ductos hubieron varias iniciativas para fusionar ambos proyectos pero ninguna de ellas tuvo éxito. Actualmente ambos gasoductos se encuentran operando a un cuarto de su capacidad y sin perspectivas de alcanzar plena capacidad en el mediano plazo. Según se analiza mas adelante, ambas empresas están operando a pérdida.

El propósito de este trabajo es analizar los motivos por los cuales se produjo esta sobreinversión.

Para esto primeramente se estudia el contexto político en que se generaron ambos proyectos. A continuación se hace una descripción del mercado energético del norte de Chile y la influencia que tuvo en el mismo la introducción del gas natural. Luego se estudia el marco legal en que operan ambas empresas analizando cual hubiera sido la mejor estructura regulatoria para este caso.

Seguidamente se describen ambos proyectos y la estructura patrimonial de las empresas mencionadas. Se realizan los estudios económicos de tales proyectos considerando 2 escenarios:

- * Un solo ducto en operación transportando la demanda total.
- * Dos ductos en operación que comparten la demanda total.

Se estudia también el impacto que tuvo la introducción del gas natural en la región para las empresas generadoras de energía eléctrica del área que contaban con contratos de generación a largo plazo con precios anteriores al gas natural y cómo utilizaron esta ventaja para mantener su posición dominante.

Se hace luego una reseña de las iniciativas de fusión que hubo entre ambos proyectos, enfatizando papel que jugó cada uno de los socios de ambos proyectos en las mismas.



2. Exportación de Gas a Chile.

Durante la mayor parte del siglo 20 las economías de Argentina y Chile se mantuvieron bastante aisladas la una de la otra debido a la posibilidad de conflicto bélico que existía entre ambas naciones. Esta tensión llegó a su punto cúlmine cuando en 1979 ambos países estuvieron al borde de un enfrentamiento armado. Durante todo este período la integración energética entre ambos países era impensable. En consecuencia, Chile se transformó en un país dependiente de sus importaciones de combustibles líquidos y de carbón como fuentes de energía.

Debido a que las reservas de gas natural de Chile se encuentran en el extremo sur del país, siempre fue inviable su transporte hacia las zonas de consumo que se encuentran en el centro y norte del mismo.

A mediados de los años noventa ambos países terminaron de resolver sus conflictos limítrofes y dado que sus economías se estaban abriendo y se encontraban ya bastante desreguladas, estaban dadas las condiciones para una integración energética entre ambas naciones.

En la Argentina existen tres zonas importantes de producción de gas natural (Cuenca Neuquina , Cuenca Cuyana y del Noroeste) que se encuentran cercanas al límite con las regiones central y norte de Chile que son las de mayor consumo energético de ese país. Además, en el sur de Chile en las cercanías de Punta Arenas se encuentra una planta de Metanol que utiliza gas natural como materia prima y cuya fuente de provisión se estaba agotando a mediados de los noventa.

Es así como en esta época se construyeron cinco gasoductos entre Argentina y Chile incluyendo los dos que son motivo de este estudio.

Estos son:

- Gas Andes: entre Mendoza y Santiago con una capacidad de 10 MMN3D¹

¹ MMN3D: Millón de normal metros cúbicos día. Caudal de gas. Un millón de normal metros cúbicos, se define como la masa de gas natural que en condiciones normales de presión y temperatura (1atmósfera y 25°C) ocupa 1 millón de metros cúbicos.



- Gas Pacífico: entre Neuquén y la ciudad de Concepción con una capacidad de 8.8 MMN3D
- Methanex: En la zona sur de ambos países alimenta la planta de metanol que se encuentra en las cercanías de Punta Arenas con 4.5 MMN3D de capacidad.
- Norandino: Entre Pichanal (Salta) y Coloso (2° región) con 8 MMN3D de Capacidad
- Atacama: Entre Cornejo (Salta) y Tartal (2° región) con 8 MMSMC de capacidad.

Si bien en las otras regiones hubieron proyectos que competían entre sí, esta competencia nunca había trascendido la etapa proyectual de las inversiones. En el caso del noroeste argentino (los dos últimos de esta lista) ambos proyectos se llevaron a cabo y hoy compiten entre sí.



3. El mercado.

3.1 Descripción General: Dado que el norte de Chile carece de ciudades grandes y es una zona de clima cálido en sus lugares más poblados, no existe un desarrollo importante del consumo de gas domiciliario. Es por esto que el mercado está prácticamente representado por las empresas de generación de energía eléctrica del Sistema Interconectado del Norte Grande (en adelante SING).

Las empresas que operaban en el SING en 1997 eran las siguientes²:

	Cap. Instalada	
	KW	%
Edelnor	299430	24.42%
Electroandina	628800	51.27%
Celta	23750	1.94%
Norgener	274420	22.38%
Total	1226400	

Es importante destacar que en esta actividad, la capacidad instalada de por sí no es un indicador del poder de mercado de una empresa. Lo que determina la generación que tendrá esa empresa es la eficiencia de las centrales que tenga instaladas. Para una demanda dada, las primeras centrales en entrar en operación serán las más eficientes y luego a medida que la demanda aumente (aumentando el precio) las seguirán las menos eficientes. Por esto, con la introducción del gas natural en el SING, quien instale centrales a gas natural (de ciclo combinado³) y tenga libre acceso a este combustible operará a máxima capacidad desplazando las centrales existentes. En el siguiente cuadro muestra una estimación de la energía generada por las empresas en el año 1997 y se calcula el índice Herfindahl que describe el nivel de concentración del mercado.⁴

² Datos suministrados por la Comisión Nacional de Energía de Chile (www.cne.cl/electricidad).

³ Ciclo Combinado: son centrales de última generación que cuentan con una turbina de gas natural que genera parte de la energía eléctrica y con un generador de vapor que utiliza los gases de combustión de la turbina a gas para generar vapor que es enviado a una turbina a vapor que genera otra parte de la energía. De esta manera se está aprovechando la energía de los gases de combustión de la turbina a gas que antes se desperdiciaba.

⁴ Para una descripción del método utilizado para estimar la energía generada por empresa en 1997 y una descripción detallada del Índice de Herfindahl. Ver Anexo A.



	Generación		
	KW	Fracción	X2
Edelnor	216830	0.22	0.05059
Electroandina	449000	0.47	0.21694
Celta	23750	0.02	0.00061
Norgener	274420	0.28	0.08104
Total	964000	Herfindahl	0.34917

El índice Herfindahl de 0.3517 (equivalente aproximadamente a 3 competidores de igual tamaño) define el mercado como un oligopolio liderado por Electroandina con un 47% de la generación.

Cabe destacar que al ser un mercado casi totalmente desregulado, existieron problemas de coordinación de las inversiones que llegaron a poner en riesgo la confiabilidad del sistema. Estos problemas consistieron en que, por las economías de escala que presenta la generación térmica, casi todas las empresas que invirtieron en centrales de ciclo combinado lo hicieron en unidades de gran capacidad. Esto hizo que el sistema quedara muy sensible ante cualquier salida de servicio de una de las centrales y se multiplicaran los apagones en la red.

La generación eléctrica en el SING era en un 99.2% térmica por lo tanto la incorporación del gas natural iba a tener una gran influencia en los costos de la energía eléctrica en la región.

Un 30% de la demanda de la energía en el SING era por el sector minero.

Para la industria minera en promedio, la energía eléctrica representa entre un 10% y un 30% de los costos operativos (esto aumenta si son mineras que realizan algún proceso de refinación electrolítico).⁵

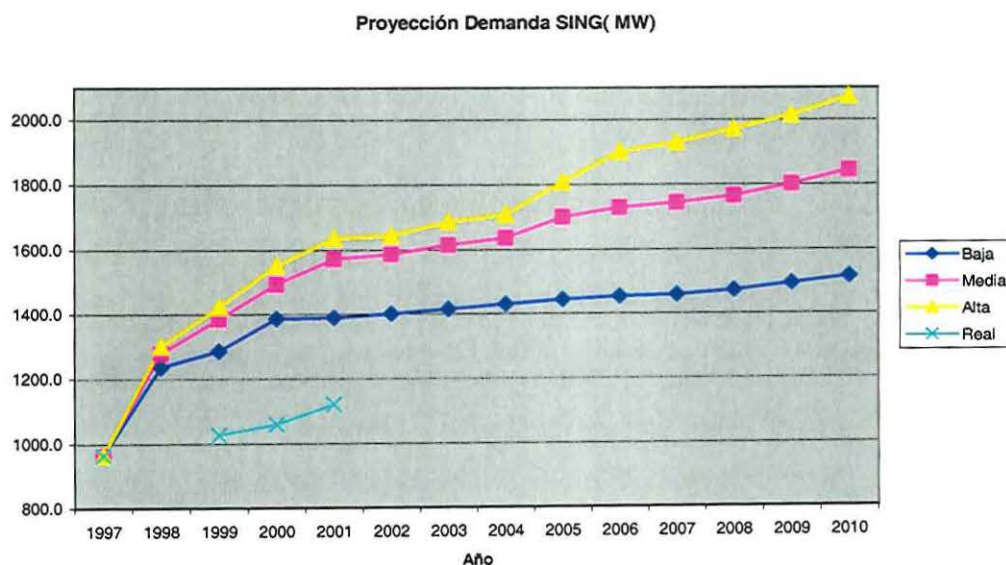
3.2 Precios: La legislación chilena discrimina entre los grandes y pequeños consumidores en lo que se refiere a la regulación de precios de la energía eléctrica. Se establece que los grandes consumidores deben pactar los precios del suministro eléctrico con los proveedores de forma libre y competitiva. Para los pequeños consumidores rige un precio regulado que se calcula tomando en cuenta un precio

⁵ Diario El Mercurio (Chile) 2 de julio 1997 – 2º Sección – pág. 5.



teórico definido en base a los costos de generación históricos y considerando las inversiones que pudieran bajar dichos costos. Por otro lado se verifica que el precio teórico no sea superior en mas de un 10% al precio que acuerdan en el mercado desregulado los grandes consumidores con las empresas generadoras. De esta manera se crea el incentivo por parte de los generadores de realizar inversiones tendientes a reducir sus costos de generación.

3.3 Demanda: En 1997 la demanda de energía eléctrica venía creciendo un 15% anual. Esto hacía del SING un mercado con grandes perspectivas. Pero dichas expectativas nunca llegaron a concretarse debido principalmente a una baja del precio del cobre en 1998 de alrededor de un 20% que hizo que las empresas mineras de la región aplazaran sus proyectos productivos. En el siguiente gráfico se muestra una proyección de la demanda hecha por Norandino en 1997 comparada con datos reales de 1999, 2000 y 2001. Aquí puede verse que la demanda no alcanzó ni siquiera a los valores mas pesimistas.



6

Ya en 1997 se era consciente que iba a haber una sobreoferta de unos 1200 MW (en 1998).



A esta conclusión se llegaba sumando los proyectos de generación asociados a Norandino, Atacama y Chilgener que daba un total de 2400 MW y asumiendo que estas inversiones sustituirían los 1200 MW ya instalados en centrales de diesel o de carbón.

Aquí podemos ver lo desproporcionado de las inversiones que se estaban planteando.

⁶ Proyección de la demanda según fuentes de Norandino. Demanda real según página web de la Comisión Nacional de Energía de Chile (www.cne.cl/electricidad).



4. Marco Regulatorio.

4.1 Acuerdos de Integración Económica: En el año 1995 se firma el protocolo Sustitutivo del Protocolo N° 2 del Acuerdo de Complementación Económica N° 16 entre la República de Chile y la República Argentina. Dicho protocolo fija las normas que regularán la interconexión gasífera y el suministro de Gas Natural entre ambos países.

En el mismo ambas naciones se comprometen a favorecer el libre comercio de gas natural a través de la frontera eliminando todas las restricciones administrativas y legales a la exportación de gas y a otorgar permisos de exportación a las empresas que así lo requieran siempre y cuando no se vea comprometido el abastecimiento interno. Ambos países acordaron que los contratos de suministro de gas natural serán acordados entre compradores y vendedores sin mediar ninguna regulación de los estados en las condiciones de los contratos.

El protocolo estableció el sistema de acceso abierto para la operación de los gasoductos afectados a la exportación. Se entiende por acceso abierto a la oferta que hacen las empresas concesionarias del transporte de gas de sus en igualdad de condiciones económicas, comerciales, técnicas y de información respecto a su capacidad de transporte disponible. Además se establece el principio de no discriminación para el transporte entre consumidores internos y del otro país. Esto significa que ante alguna disminución de la capacidad debida a algún problema técnico se deberá respetar la proporcionalidad entre lo consumidores de ambos países que había en condiciones normales. En los artículos 8 y 9 de dicho protocolo se establecen límites para el tratamiento tributario que ambos países hacen de la importación y exportación de gas natural a través de la frontera común. Estos límites se fijan para prevenir políticas tributarias que tiendan a restringir el comercio de gas natural mediante retenciones mas altas a las exportaciones de gas que a las de productos que utilicen gas natural como materia prima o impuestos mas altos a la importación de dichos productos que los que se cobran a la importación de gas natural.



Se establece además el procedimiento de resolución de las controversias que pudieran surgir de la interpretación de este protocolo.

Con esto estaban dadas las condiciones para el libre comercio de gas natural entre ambas naciones.

4.2 Reglamentación Chilena: El transporte así como la distribución de gas natural en Chile se encuentran regulados por la ley de servicios de gas decreto N° 323 del ministerio de Minería (1931) Dicho decreto fue modificado por el decreto supremo N° 263 del ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción en 1995.

La primera ley se centra más en la distribución de gas que en el transporte. Igualmente se establecen las pautas para la fijación de tarifas, servidumbre, concesiones y otras cuestiones operativas. Se establece en esta ley la obligación de prestar servicios de transporte a quien lo requiera. Además se reglamentan las medidas de seguridad que deberán cumplir los concesionarios de transporte y se declara a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles como órgano fiscalizador de la actividad.

En el decreto supremo N°263 se establece la diferencia entre concesiones de transporte y distribución, se establece el mecanismo de las concesiones y se define el sistema de acceso abierto para la operación de los concesionarios de transporte.

Sin embargo no se define en estas leyes el procedimiento mediante el cual se llevarán a cabo los controles necesarios para prevenir comportamientos monopólicos por parte del concesionario de transporte. Este es un punto a tener en cuenta ya que si la compañía transportadora de gas tiene además intereses en el sector de generación eléctrica, no resulta muy claro para las demás empresas de generación cómo se evitará que la primera se comporte de manera discriminatoria.

En el informe TASC 63: Reglamentación del Mercado de Gas Natural en Chile publicado por el Instituto Latinoamericano de Desarrollo en septiembre de 1995 se describe la legislación vigente en ese momento y se analizan los distintos aspectos de la misma en cuanto a las posibilidades de competencia en el sector y alternativas de regulación.

El informe dice que el mercado del gas natural de Chile no llegará a crecer lo suficiente como para justificar la construcción de dos gasoductos que sirvan a la misma zona. No obstante expresa que: *es recomendable que las concesiones de*



transporte no sean exclusivas, tanto porque si efectivamente hay importantes economías de escala de todas maneras habrá un solo concesionario, como porque limitaría una eventual competencia en el futuro si el mercado crece lo suficiente para dar cabida a mas de un concesionario.

El informe dice además que dado que los gasoductos deberán ser de acceso abierto esto generará una competencia ex-ante que consistirá en la competencia entre los distintos proyectos por los contratos de transporte cuando aún no se han construido los ductos. El informe expresa que de esta manera solo la empresa que mejor precio pueda ofrecer es la que terminará construyendo el gasoducto.⁷ Como los contratos de transporte tienen una duración de entre 20 y 25 años esto es beneficioso porque aplaza la necesidad de que el estado regule los precios de transporte por todo ese período.

El informe hace mención además a un anteproyecto de ley de gas natural que estaba preparando el poder ejecutivo (pero que al inicio de las obras de los gasoductos aquí estudiados no estaba promulgada aún). En este anteproyecto se pone un límite a la integración vertical. El anteproyecto contemplaría la prohibición a personas relacionadas con las empresas de transporte de participar en actividades que consuman grandes cantidades de gas natural (Centrales Termoeléctricas).

Según un estudio publicado en el World Development Report 2002 del Banco Mundial (capítulo 8 " Regulation of Infrastructure "), la introducción de la competencia en sectores de infraestructura puede sustituir una reglamentación que en países en vías de desarrollo puede ser difícil de implementar. Para esto se debe prestar especial atención a las partes de la cadena de valor que no son susceptibles de ser transformadas en competitivas y representan un cuello de botella monopólico de la misma. Lo importante, según este estudio es limitar la integración vertical de quien controla este cuello de botella monopólico hacia los sectores mas competitivos de la cadena de valor. Para el caso de este estudio, el cuello de botella monopólico lo representa el transporte de gas y el sector competitivo es la generación eléctrica.

De esto se desprende que para el caso chileno el mejor esquema regulatorio hubiera sido aquel que limitara la integración vertical entre el transporte de gas natural y la



generación eléctrica. De esta manera las empresas no habrían temido un comportamiento discriminatorio por parte de su competidor que les limite el acceso al gas natural y se hubiera podido evitar la irracionalidad económica que implicó la construcción de dos ductos (como veremos más adelante).

Para un estudio más detallado Ver Anexo B.

⁷ Cabe destacar que el informe es anterior a la construcción de los gasoductos que aquí se estudian.



5. Descripción de los Proyectos.

A continuación se describen ambos proyectos

5.1 Gas Atacama:

El proyecto fue inicialmente impulsado por las empresas CMS Energy y NOVA . El 3 de diciembre de 1996 Endesa entra en la propiedad de Gas Atacama comprándole a Nova toda su participación. En octubre de 1997 Repsol por intermedio de Astra y Plus Petrol Energy compró a CMS y Endesa un 20% del paquete accionario. En diciembre de 1998 Repsol vende su participación a CMS y Endesa nuevamente. Actualmente la propiedad del Gasoducto Atacama es un 50% de Endesa y 50% de CMS.

5.1.1 CMS Energy:

Es una compañía internacional que opera en exploración y extracción de gas y petróleo, construcción y operación de oleoductos, gasoductos, plantas de generación eléctrica, líneas de alta tensión y sistemas de distribución eléctrica en todo el mundo. Ya en 1994 CMS propuso a las empresas generadoras del norte de Chile la reconversión de sus usinas a Gas Natural y la construcción de un gasoducto. La respuesta de estas empresas fue negativa debido a que las mismas se encontraban muy invertidas en centrales a carbón y la conversión a gas natural iba a obligarlas a colocar sus activos como costo hundido⁸. Es así como CMS comenzó a estudiar la posibilidad de desarrollar un proyecto integral que contemple la construcción de un gasoducto y dos centrales de generación térmica.

5.1.2 Endesa:

Es la principal compañía de generación de energía eléctrica de Chile con un 40% de la capacidad instalada. Originalmente la empresa era una sociedad estatal hasta que a fines de los años 80 fue privatizada. En 1996 tenía un 57.5% de la capacidad instalada

⁸ Artículo de La Nación del 26 de mayo de 1998 "La Carrera para vender energía a Chile entra en la recta final".



en el SIC (Sistema Interconectado del Centro de Chile) del cual 87% eran centrales hidroeléctricas.⁹ En el SING solo contaba con un 8.6% de la capacidad instalada. A mediados de los años 90 con el ingreso del gas natural a Chile se produce un cambio muy importante en el mercado de generación tanto en el SIC como en el SING. Endesa decide incursionar en la generación térmica. Es así como en 1999 el porcentaje de capacidad instalada en el SIC que corresponde a generación térmica asciende a un 26.5% con la instalación de dos centrales a gas por un total de 340 MW. En el SING inicialmente Endesa contaba con una central a carbón que tenía una capacidad de 97 MW. En 1996 Chilgener anuncia el proyecto de instalación de una central de ciclo combinado en la provincia de Salta (Argentina) que se conectaría mediante líneas de alta tensión al SING atravesando la cordillera de los Andes con una capacidad de 203 MW. Esto hace que Chilgener que originalmente solo contaba con una capacidad instalada de 266 MW pasara a tener 469 MW en el SING dejando a Endesa en una posición mas débil con 275 MW instalados en el año 1998. Es por esto que Endesa decide integrar la propiedad del Gasoducto Atacama aprovechando que uno de los socios (Nova) había decidido retirarse y priorizar otros proyectos energéticos en la región.

5.1.3 Descripción del Proyecto: El proyecto comprende el tendido de 853 km de tubería de 20" desde Cornejo (Salta) hasta Mejillones en Chile, unos 175 km de ramales laterales de 8 y 12" que llegan hasta Tocopilla y Antofagasta, y dos plantas de generación térmica de ciclo combinado en Mejillones por 370 MW cada una (2 unidades de 185 MW cada planta).

La inversión estaba estimada inicialmente era:

Tendido de Gasoductos:.....	US\$ 379 MM
Construcción Centrales de Ciclo Combinado:.....	US\$ 211 MM
Refuerzo de líneas de alta tensión:.....	US\$ 18 MM
Planta de desalinización de agua:	US\$ 41 MM
Total Construcción:	US\$ 591 MM
Otros gastos:.....	US\$ 138 MM
Total:	US\$ 729 MM

⁹ Ver Bibliografía Item 8.



La construcción del gasoducto estaba programada para comenzar en enero de 1998. La puesta en marcha del mismo estaba programada para enero de 1999. Las plantas de generación estarían en servicio en enero de 1999.

Con las dos centrales de Mejillones (Nopel 1 y2) por 740 MW el gasoducto tenía asegurado un consumo de 3.15 MMNM3D¹⁰

Las obras del ducto comenzaron en Octubre de 1997 y terminaron en agosto de 1999 (tuvieron una duración de 23 meses)

De estas dos centrales en 1999 se construyó la primera y una unidad de la segunda. Esto da un total de 555 MW.

En octubre de 2001 se puso en marcha la 2° unidad de Nopel 2

5.1.4 Open Seasons¹¹:

* 26/1/97: Cerró la Open season con 5.2 MMNM3D de capacidad reservada. Ofertó Edelnor (que todavía no había emprendido el proyecto del gasoducto propio)

* 20/10/98: Segunda Open Season con 4.5 MMNM3D de capacidad reservada (0.7 MMNM3D menos que la anterior)

* 1/10/99 Concluye la tercer Open Season de Gas Atacama y no trascendieron los resultados de la misma.

5.2 Gasoducto Norandino.

El proyecto del Gasoducto Norandino (inicialmente Norgas) nace en febrero de 1997 ante la necesidad de Central Tocopilla (empresa que poseía el 47% de la generación

¹⁰ La viabilidad económica del proyecto estaba en 4 – 4.5 MMNM3D de gas transportado (según una nota aparecida en el diario El Mercurio (Chile) el 31 de enero de 1997 (aún no se hablaba del proyecto del Norandino).

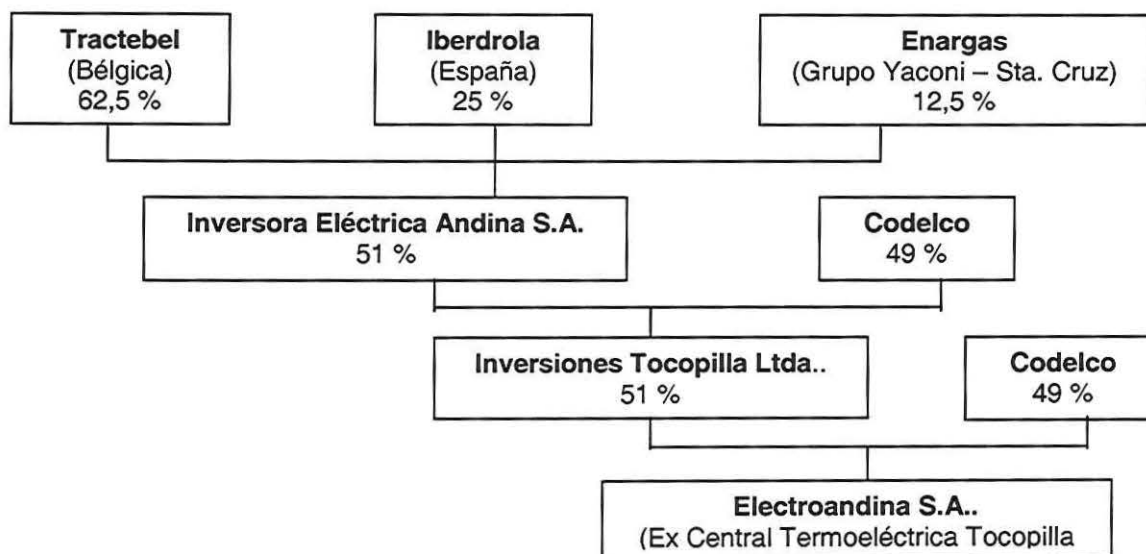
¹¹ Las Open Season son los procesos de oferta por parte de las empresas transportadoras de gas natural de capacidad firme de transporte. Las empresas interesadas en el servicio compran una opción a firmar un contrato de transporte por un determinado caudal (MMNM3D) y a un precio determinado. Generalmente esto ocurre antes de iniciada la fase constructiva del proyecto. De esta manera las compañías transportadoras se aseguran una capacidad en firme antes de la construcción del ducto. Luego de concluida la Open Season se sigue con los contratos de transporte que terminan de asegurar a la transportadora la capacidad en firme y al cliente el precio. Durante los procesos de Open Season se produce una competencia "ex ante" entre distintos proyectos. Luego por lo general el proyecto que vendía menos capacidad no se concretaba quedando los contratos del otro firmado con precios definidos en un contexto competitivo. Generalmente estos contratos son por periodos de 15 a 20 años.



del SING) de contar con un proyecto propio para negociar con Atacama. Central Tocopilla luego cambio de nombre a Electroandina

5.2.1 Electroandina:

Lo que sigue es la estructura de Electroandina:



Como puede observarse en este cuadro Tractebel posee el control de Electroandina con solo la posesión del 16% de las acciones. Codelco, (la minera estatal) posee el 74% de Electroandina pero no controla la compañía.

Electroandina era considerada en enero del 2001 como la empresa de generación eléctrica mejor posicionada de Chile. Esto se debe a que tenía contratos por 115% de su capacidad instalada (unos 723.12 MW) con una duración remanente media de 9 años (hasta el 2010)¹². Estos contratos eran con las minas Chuquicamata y Radomiro (ambas pertenecientes a Codelco), El Abra, Minera Tocopilla y Soquimich. Eran en dólares con valores que no tomaban en cuenta la caída de los precios de la electricidad en el SING a partir del ingreso del gas natural y la tecnología de las centrales de ciclo combinado. De esta manera Electroandina podía poner sus centrales a carbón y diesel en stand-by y comprar en el mercado spot la energía necesaria para cumplir con los contratos recibiendo un beneficio extraordinario por la operación. Esto es importante para analizar las desiciones tomadas por Electroandina



y Tractebel en relación al la continuidad del proyecto. Los beneficios extraordinarios generados por estos contratos serán estudiados en el punto 9.

En septiembre de 1997 Electroandina traspasó su participación en el proyecto a Tractebel. La propiedad de Norandino quedó con la siguiente composición:

Tractebel: 33.3%

Edelnor: 33.3%

Techint: 33.3%

La participación de Techint duró solo durante la etapa constructiva del proyecto (se usó como una forma de financiación de la obra)

Finalmente la propiedad del gasoducto quedó en un 66.7% para Tractebel y 33.3% para Edelnor.

5.2.2 Tractebel :Es la división energía del grupo Suez. (grupo de origen belga que tiene negocios en las áreas de energía, distribución de agua potable y servicios relacionados con el tratamiento de residuos)

La división de energía de Tractebel tiene operaciones en Transporte y distribución de gas natural, generación transmisión y distribución eléctrica y trading de electricidad y gas natural en Europa, Norte América , Latinoamérica y Asia.

La división Tractebel Electricity & Gas International se encarga de los negocios de la compañía en Latinoamérica (como así también en Norteamérica y Asia)

En el SING Tractebel , a través de Electroandina tiene una potencia instalada dividida de la siguiente manera:

Centrales antiguas de Electroandina (ex Central Termoeléctrica Tocopilla): 595 MW

Nueva central de ciclo combinado (asociada al gasoducto Norandino): 400 MW¹³

Posee además operaciones en distribución de gas natural en Argentina y Méjico.

5.2.3 Edelnor: Empresa de Electricidad del Norte (Edelnor) es una empresa privada que pertenece a Southern Electric Co. Tiene en el SING 270 MW de potencia instalada y además tiene la operación de la red del SING.

¹² Ver Bibliografía Item 10.

¹³ Datos de la página web institucional de Tractebel (al 12/6/2002).



Es la segunda empresa en cuanto a potencia instalada en el sistema. Participó del primer Open Season de Atacama pero luego se unió a Electroandina en el proyecto del Norandino.

Tiene proyectadas 2 plantas de generación de ciclo combinado de 240 MW cada una.

5.2.4 Descripción del Proyecto: El proyecto comprende el tendido de 710 km de tubería de 20" desde Pichanal (Salta) hasta Crucero (2° región) con un ramal de 12" hasta Tocopilla (78 km) , uno de 16" hasta Mejillones (155km) y otro de 16" hasta coloso (105 km).

La puesta en marcha del gasoducto estaba programada para octubre de 1999.

El proyecto tiene las siguientes centrales asociadas:

* Electroandina: 3 centrales de ciclo combinado de 400 MW cada una.

- Tocopilla: Programada para septiembre de 1999.
- Coloso I: Programada para noviembre de 1999.
- Coloso II: Programada para el 2003

* Edelnor: 2 centrales de 240 MW c/u : Programadas la primera para marzo de 2000

El resultado fue el siguiente:

* Las obras del gasoducto comenzaron en mayo de 1998 y se concluyeron en octubre de 1999 (duración: 18 meses).

* Electroandina: Central Térmica Tocopilla (380 MW) puesta en marcha en mayo de 2000

* Edelnor: Central térmica Mejillones (240 MW) puesta en marcha en abril de 2000.

5.2.5 Open Seasons

* 18/4/97: Se reservaron 6.2 MMNM3D. Reservaron además de Edelnor y Electroandina (ligadas al proyecto), la división Chuquicama de Codelco.



6. Iniciativas de Fusión.

Ya antes de comenzar con la fase constructiva de los proyectos existían negociaciones entre ambas empresas para lograr la fusión de los proyectos y así evitar la sobreinversión. En ambos lados se reconocía que la construcción de 2 gasoductos no resultaría económicamente viable. Por lo tanto había que acordar una fusión.

En un principio, todo parecía indicar que ambas empresas buscaban posicionarse para esta negociación. Atacama contaba a su favor con una ventaja de 6 meses en el avance del proyecto una financiación del 44% de la inversión. Norandino contaba con un mejor acceso al mercado por el hecho de ser una iniciativa de Electroandina y Edelnor (que juntas controlan el 75% del mismo). Además Electroandina cuenta con un 50% de los contratos de suministro de energía eléctrica a largo plazo.

En el anexo C puede verse una reseña de artículos periodísticos de la época que dan cuenta de las distintas iniciativas de fusión que hubo entre ambos proyectos. Hay además un análisis de porqué fueron fracasando cada una de ellas. Finalmente ningún acuerdo pudo lograrse entre las empresas. Se observa que Norandino implementó una estrategia centrada en la posición dominante de Electroandina y Edelnor como incumbentes en el SING. En un momento Norandino ofreció a Endesa un acuerdo que excluía a CMS, o en todo caso la dejaba en una posición de desventaja. Inclusive Endesa llega a alinearse con Edelnor y Electroandina para rechazar el ingreso de CMS en el SING. CMS defiende su posición obligando a Endesa a realizar las inversiones necesarias para terminar las obras y una vez avanzadas dichas obras ya es demasiado tarde para todo tipo de acuerdos, por lo que CMS logra su entrada en el SING.



7. Evaluación Económica (un ducto en operación)

A continuación, se hace una evaluación económica de los proyectos, estudiando el siguiente escenario:

- * Solo uno de los ductos se encuentra operando.
- * Caudal final transportado: 8 MMNM3D

7.1 Asignación de la WACC:

Utilizamos la información financiera de la empresa ENDESA (que compete en el SING) así como datos de mercado para establecer la WACC a usar para descontar CFFs de los proyectos.

$$WACC = K_e \times E/(D+E) + K_d \times D/(D+E) \times (1 - t).$$

- K_d : Según página web institucional de Endesa¹⁴ el costo de la deuda para los negocios internacionales entre los años 2000 y 2001 son: 7.5% (1° 9 meses de 2000), 7.6% (1° trimestre de 2001), 7.51% (1° semestre de 2001), 7.25% (1° 9 meses 2001), y 7.02% (año 2001). **Asumimos $K_d = 7.5\%$**
- D/E (objetivo): Aquí asumimos un valor de D/E como el objetivo que tenían las empresas para la realización de los proyectos. En el Diario Estrategia de Chile se publicó un artículo el 10 de noviembre de 1998 donde se da cuenta de que la empresa Gas Atacama estaba tramitando un nuevo crédito con el Chase Manhattan Bank para la construcción del Gasoducto. En este artículo el gerente general de la empresa declara que el objetivo es lograr un D/E de 60/40 o sea $D/E = 1.5$. Tomamos este valor como objetivo para ambos proyectos porque asumimos que este es el valor óptimo para este tipo de negocios. Suponemos que habiendo un solo ducto en operación no habrían grandes impedimentos para conseguir la financiación deseada.

¹⁴ http://www.endesa.es/index_14.html – Sección Inversores – Inf. Económica Financiera – Información histórica – E.F. y N.R. últimos 8 trimestres – Nota de resultados.



- t (Tasa impositiva): Asumimos que se establece una empresa en la Argentina que paga impuesto a la renta por el total de la operación y que descuenta del mismo el impuesto que pague en Chile por las utilidades que deriven de la operación en Chile. Por esto tomamos $t=35\%$ (en Chile, el impuesto a la renta fue durante estos años variando entre un 15% y un 17%).
- K_e : Utilizamos el método descrito por Pereiro y Galli en "La Determinación del Costo del Capital en la Valuación de Empresas de Capital Cerrado: una Guía Práctica"¹⁵. Se utiliza un modelo CAPM modificado para captar el riesgo asistemático. $K_e = R_f + \text{Beta}(R_m - R_f) + R_a$. Donde:
 - K_e : Costo del Capital
 - R_f : Tasa libre de riesgo de la Argentina. $R_f = T_{\text{bond}} 30 \text{ años} + R_{\text{soberano}} + R_{\text{default}}$. Tomamos los valores sugeridos en el anexo 4 del trabajo arriba mencionado. $R_f = 6.5\% + 3.5\% + 3\% = 13\%$
 - Beta: Es un coeficiente que refleja la sensibilidad del valor de la compañía a las variaciones del mercado. Dado que el retorno de las acciones incorpora el efecto del apalancamiento financiero de la misma, el beta se debe afectar por D/E y t para obtener el beta desapalancado que capture la real variación de los retornos del capital de una empresa con respecto al mercado¹⁶. Usamos por lo tanto valores de Beta desapalancado. En este caso, como nuestra compañía no cotizará en bolsa y además todavía no está conformada, buscamos una compañía comparable. Tomamos el valor de TGS (Transportadora de Gas del Sur) que es una compañía de características similares que opera en la región. Este valor encuentra en el Anexo 5 del trabajo arriba mencionado. **Beta=0.29**¹⁷. Seguidamente se lo apalanca con el D/E objetivo de los proyectos (1.5)
 $BL = B_u \times (1 + (D/E \times (1-t))) = 0.29 \times (1 + (1.5 \times 0.65)) = 0.57$, y este el beta que usamos en el CAPM

¹⁵ Bibliografía Item 14.

¹⁶ Beta desapalancado = Beta apalancado / $(1 + (D/E \times (1-t)))$. Asumimos que Beta de la deuda es cero.



- $(R_M - R_f)$: Es la prima de riesgo del mercado de referencia. (en este caso tomamos el Burcap). Según el anexo 5 del trabajo arriba mencionado.

$(R_M - R_f) = 6\%$

- R_a : Es el riesgo asistemático. Este término capta la porción de la variación de los retornos del capital que no se explican con la variación de los retornos del mercado. Es un término muy difícil de predecir y en algunos casos tiene una gran importancia. En el estudio de referencia se describe el modelo de primas y ajustes apilables para incluir el riesgo asistemático en la valuación de las empresas. El CAPM clásico está basado en datos de empresas grandes que cotizan en bolsa y donde la mayoría de las transacciones es entre accionistas minoritarios. Es por eso que para casos distintos de este hay que ajustar el valor de la compañía para tomar en cuenta estas diferencias. Este método consiste en calcular el valor del capital descontando el flujo de fondos a la tasa obtenida por el CAPM y luego ajustando este valor aplicándole los siguientes factores (obtenidos mediante una investigación de los autores para el mercado argentino):

- Descuento por tamaño: Para empresas chicas, por ser estas menos estables y más sensibles a las variaciones del entorno que las grandes empresas que participan del mercado de capitales el riesgo deberá ser mayor, por lo tanto se descuenta un 51 % el valor de la compañía. (Para la Argentina)

- Incremento por Tenencia: En el caso de que quien compra las acciones quede con el control de la compañía, estas acciones tendrán un valor mayor que si dicho accionista es minoritario. Para el caso argentino, este ajuste es un incremento del 38.7%.

- Descuento por iliquidez: Este descuento toma en cuenta la mayor exposición que tiene un inversor que compra acciones de una compañía de capital cerrado por no ser tan fáciles de vender las mismas con respecto a las que cotizan en bolsa. En la Argentina este descuento es de 34.9%.

¹⁷ Es la media histórica entre los años 1993 y 1999 del beta desapalancado de TGS con respecto al índice Burcap.



Los ajustes que se aplican en este caso son: Incremento por tenencia y descuento por illiquidez. **Descuento = $1 - (1 + 0.387) \times (1 - 0.349) = 9.71\%$** . Esto resulta en una disminución neta del valor de la compañía. Seguidamente utilizamos el método sugerido por Arzac para traducir este descuento del 9,71% en un ajuste en la tasa de descuento¹⁸. Este es un método aproximado pero puede darnos un valor para estimar la tasa de riesgo asistemático. $R_a = dx(k+g)/(1-d)$. Donde R_a : Prima de riesgo asistemático, d : total de descuentos (ajustes), k : Tasa obtenida del CAPM clásico (solo riesgo sistemático), d : Tasa de crecimiento del flujo de fondos. Para nuestro caso: $d = 9.71$, k : Resultado del CAPM = 16.4%, g : tomamos 3% que es el promedio del crecimiento del CFF estimados entre los años 1 y 20 del proyecto. **R_a : 1.44%**

Resumiendo:

$$K_e = R_f + B L^* (R_m - R_f) + R_a$$

$$K_e = 13\% + 0.57 * (6\%) + 1.44\% = 17.9\%$$

$WACC = K_e * E / (D + E) + K_d * (D / (D + E)) * (1 - t)$; el K_e utilizado el WACC es el ajustado por riesgo asistemático.

$$WACC = 17.9\% * 1 / (2.5) + 7.5\% * (1.5 / 2.5) * (1 - 0.35)$$

$$WACC_{Obj} = 10.1\%$$

¹⁸ Método descrito en Pereiro y Galli. "La determinación del Costo del Capital en la Valuación de Empresas de Capital Cerrado: una Guía Práctica" – pág. 52 y 53



7.2- Análisis de Rentabilidad de los proyectos.

7.2.1 Resultados Esperados.

En la mayoría de los aspectos tenidos en cuenta en este análisis, ambos proyectos son similares.

Desde el punto de vista operativo existe una diferencia entre ambos proyectos y es que Atacama cuenta con una estación de compresión en la cabecera y toma el gas directamente desde los yacimientos mientras que Norandino toma el gas del gasoducto de TGN aguas abajo de la estación compresora de Pichanal (pre - existente). Esto hace que las estimaciones de CAPEX y los costos operativos de ambos proyectos sean diferentes.

A continuación describimos las premisas del análisis marcando los casos en los que los proyectos difieren y finalmente presentamos el análisis económico de cada proyecto.

Las premisas son las siguientes:

- **Período de Análisis:** Se asume un período de operación de 25 años que eran aproximadamente las reservas de gas natural de la cuenca Noroeste en el año 1998. Dado que la construcción de los ductos duró 23 meses para Atacama (entre octubre de 1997 y agosto de 1999) y 18 meses para Norandino (entre mayo de 1998 y octubre de 1999) asumimos para Atacama un período de construcción de 2 años y para Norandino de 1 año y medio. Para ambos proyectos el año 0 comienza en octubre de 1997. Durante los años 0 y 1 no hay ventas ni amortizaciones ni se pagan intereses (se consideran un período de gracia igual al de construcción de cada ducto). Para el caso de Atacama se asume que las obras comienzan a principios del año 0 y la inversión inicial se distribuye en dos años en partes iguales. Para el caso de Norandino se asume que las obras comienzan a mediados del año 0 (abril de 1998). Durante el año 0 se invierte 1/3 de la inversión inicial y durante el año 1, los 2/3 restantes de la inversión inicial. Por el tipo de construcción y operación de los ductos las inversiones se distribuyen a lo largo de todo el período que dura la construcción y



las ventas se distribuyen a lo largo de los años de operación de manera prácticamente constante (aquí no esperamos estacionalidad dado que este gas natural no es para consumo domiciliario). Asumimos entonces que el flujo de caja se produce al final de cada período. Para el caso de Norandino lo que nos interesa es conocer el VAN en el momento de iniciadas las obras (mediados del año 0). El VAN calculado para ambos ductos está ubicado a principios del año 0. Por lo tanto hay que corregirlo adelantando los CFs 1/2 año . VAN final Norandino= $VAN(1+WACC)^{(0.5)}$

- **Caudal Transportado:** De acuerdo a una presentación del proyecto Atacama realizada en el año 1996¹⁹ se esperaba llegar a la capacidad total en el año 2009 (en 11 años). Los caudales esperados eran los siguientes:

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Caudal esperado (MMM3D)	3.5	4.3	5.0	5.3	5.5	6.0	6.5	6.9	7.3	7.6	8.0

Como esta estimación está hecha de acuerdo a un estudio de mercado, y como ambos ductos sirven al mismo mercado, asumimos que esta estimación es válida para ambos proyectos. A partir del año 11 asumimos que el caudal se mantendrá en 8 MMM3D (que es la capacidad máxima para ambos ductos).

- **Precio de Transporte:** 1.2 US\$/MMBTU. Según un artículo del Diario Estrategia de Chile del 8 de octubre 1998, este era el precio que se quería cobrar en ese momento²⁰. Esto es válido para ambos proyectos.
- **Costos**
 - **Costo de compresión hasta Cabecera (sólo para Norandino):** Es la tarifa que debe pagar Norandino por el transporte del gas desde Campo Durán hasta Pichanal. Estas tarifas están reguladas para la Argentina y figuran en la página web de Enargas. Según la resolución 556/1998 el

¹⁹ Presentación del proyecto Atacama realizada el 13 de septiembre de 1996 por Witbold Miller – Fuente: Enargas..



cuadro tarifario aprobado por TGN estipulaba los siguientes valores máximos de transporte para despachos realizados en la provincia de Salta: TGN cobra por un lado la tarifa de transporte (0.122935 \$/mes/nm³/d) y además retiene un porcentaje del gas transportado para utilizar en la compresión. (en este caso 0.91%). Estos son los valores máximos que puede cobrar por mes. El valor exacto que cobra TGN por este transporte no pudo ser obtenido. Asumimos por lo tanto lo siguiente: La longitud total del gasoducto de TGN en la provincia de Salta es de unos 480 km. A esta longitud le debería corresponder el valor máximo estipulado por esta resolución. Como Pichanal se encuentra en la progresiva 161, corrigiendo por distancia transportada, los valores son: Precio de transporte: 0.04123 \$/mes/nm³d y retención de 0.3052% del gas para compresión.

- **Gas de Compresión:** Es el gas natural que consumen las estaciones de compresión. El consumo del mismo varía con el caudal transportado. Se realizó una estimación para distintos caudales a partir del cálculo hidráulico del Gasoducto Norandino. Dado que ambos ductos tienen, un diametro y una capacidad similares se asume que ambos son equivalentes. Se hace la corrección para el caso de Gasoducto Atacama para tomar en cuenta el gas consumido en la estación compresora de la cabecera. Se asume que esta estación toma el gas a una presión de 65 kg/cm² (que es un valor razonable para la descarga de una planta de tratamiento) y lo descarga a 90 kg/cm² (que es la presión a la que recibe el gas el Norandino. Se considera un precio del gas natural de 1.43 US\$/MMBTU (que es el precio con que se exporta el gas natural)²¹
- **Costos en personal, mantenimiento y seguros:** SE toman valores estimativos definidos en Manuel Cegarra Plané - "Las Tuberías"²² (Universidad Politécnica de Madrid - I.S.B.N.:84-7493-274-2) como

²⁰ BTU: British Thermal Unit. Este precio está referido a la capacidad calorífica del gas transportado. Para transformarlo en US\$/MMNM³ se lo multiplica por 36515.

²¹ Dato obtenido de una fuente de la industria.

²² Bibliografía - Item 3



valores típicos en la operación de ductos. Estos se definen como porcentaje de la inversión total del ducto. Entonces, los costos anuales en personal, mantenimiento y seguros se estiman en el 2%, 1.5% y 1,5% de la inversión respectivamente.

- **Amortizaciones:** Ver CAPEX.
- **Intereses:** La tasa es del 7.5% (ver cálculo de la WACC)
- **Impuestos:** 35% de EBT

7.3 Cash Flow de la Firma.

El Cash Flow de la firma se calcula de la siguiente manera:

EBIT $\times (1-t)$

Amortizaciones

CF Operativo

(Variación de Capital de Trabajo)

(CAPEX)

Cash Flow de la Firma

- **CAPEX:** Para las inversiones se asume que la inversión inicial comprende la ingeniería, la construcción del ducto y la construcción de las estaciones de compresión que se necesitan para el caudal inicial. Los datos de la inversión se toman de una presentación del gasoducto Norandino donde se detalla la distribución de la inversión. Luego se ajustan los datos para Atacama tomando en cuenta la inversión en una estación de compresión más. Atacama y Norandino difieren en que Atacama debe construir una estación de cabecera y Norandino no (según ya se explicó mas arriba). Entonces, tomando el estudio hidráulico de los ductos se estima cuales serán las estaciones necesarias a medida que el caudal vá creciendo y se definen las inversiones en las mismas año a año. Según una



presentación realizada por Norandino luego de terminada la construcción del ducto, la única planta compresora que se construyó en la primera etapa (PC N°2) fue de 18.4 MM US\$. Por lo tanto , tomando en cuenta la cantidad de compresores a ser instalados en cada estación se hace una estimación de las otras estaciones ²³.

El costo en las estaciones de compresión que terminará instalando Norandino se distribuye de la siguiente manera:

	EC1	EC2	EC3	EC4	EC5	Total
Compresores²⁴	4	3	3	3	2	
HP ISO Instalados	22716	17037	17037	17037	11358	85185
INV por Estación	24.53	18.4	18.4	18.4	12.27	92

Para el caso de Atacama se estima que la potencia instalada total de las estaciones de compresión será similar a la de Norandino (ya que se necesita similar potencia para transportar un mismo caudal de gas por ductos similares en su traza y diámetro entre los mismos dos puntos.) con la salvedad de que Atacama tiene una estación de cabecera que Norandino no posee. Según información del Enargas, Atacama tiene instalados 7840 HP en la estación Cabecera de Cornejo y otros 7840 HP en la estación Volcán (a 300 KM de Cornejo). Con estas instalaciones se estima que la capacidad máxima es de 4.5 MMNM3D (de acuerdo a un cálculo hidráulico aproximado). Se conoce que la potencia total instalada será igual a la de Norandino mas 7840 HP de la estación de cabecera.

Para Atacama, la inversión en las estaciones de compresión se distribuye de la siguiente manera:

²³ De acuerdo a la presentación indicada arriba.

²⁴ Los compresores de Norandino son turbocompresores Centaur 50 de 5679 HP ISO cada uno. En todas las estaciones hay un equipo de reserva.



	EC1	EC2	EC3	EC4	EC5	EC6	Total
HP ISO Instalados	7840	23256	7840	13954	23256	16879	93025
INV por Estación	8.47	30.14	8.47	25.12	15.07	13.21	100.47

De acuerdo a estos datos y a la capacidad esperada año a año se definen las inversiones necesarias de ambos ductos.²⁵

- **Norandino:**

CONCEPTO	MUS\$	Año INV
EPC	220.4	0
Tubos	98.7	0
Planta Compresora1	24.53	2
Planta Compresora 2	18.4	0
Planta Compresora 3	18.4	2
Planta Compresora 4	18.4	2
Planta Compresora 5	12.27	6
O&M Equipos	3	0
Administración y desarrollo	17.6	0
Derechos de paso, permisos etc.	11	0
Sub Contratistas	11.4	0
Impuestos y seguros	3	0
Total Inv	457.1	

- **Atacama:**

CONCEPTO	MUS\$	Año INV
EPC	214.21	0
Tubos	98.7	0
Planta Compresora1	8.47	0
Planta Compresora 2	30.14	2
Planta Compresora 3	8.47	0
Planta Compresora 4	25.11	2
Planta Compresora 5	15.07	6
Planta Compresora 6	13.20	6
O&M Equipos	3	0
Administración y desarrollo	17.6	0
Derechos de paso, permisos etc.	11	0
Sub Contratistas	11.4	0
Impuestos y seguros	3	0
Total Inv	459.37	

²⁵ Los períodos de amortización fueron asumidos según los sugeridos en Bibliografía Item 3 Capítulo 15 para los distintos componentes de un ducto.



- **Variación del Capital de Trabajo:** Asumimos que la variación de capital de trabajo está dada por las variaciones en el "line pack" del ducto según el caudal que esté transportando. El Line Pack se define como la masa de gas necesaria para llenar el gasoducto a las presiones y temperaturas de operación. Esta masa representa un stock inmovilizado necesario para realizar el transporte. Cuanta mayor es la presión en el ducto, mayor masa de gas entrará en él. Además cuanto mayor caudal se transporta, mayores presiones deberá haber a lo largo del mismo. Por lo tanto, cuanto mas caudal se quiere transportar mayor será el line pack . Asumimos que estos valores serán iguales para ambos ductos porque tienen similares dimensiones y capacidades. El valor del line pack es tomado del estudio hidráulico del Norandino para los distintos caudales. Tomamos un precio de 1.43 US\$/MMBTU.
- **Valor Terminal:** Se estima que al finalizar la operación del ducto los únicos materiales recuperables son los que componen las estaciones compresoras ya que recuperar el ducto sería antieconómico. Se asume un valor de recupero del 20 % del costo de las estaciones de compresión montadas. Este valor se inserta como un valor negativo en el CAPEX en el último año.

7.4 Resultados:

VAN Atacama(a octubre de 1998): 88,98 MMUS\$

VAN Norandino (a abril de 1999): 80.75 MMUS\$

Ver los cálculos detallados en Anexo D.

Como puede verse Atacama tiene una eficiencia algo mayor que Norandino. Esto se debe principalmente a requerir una menor inversión inicial. Dado que la traza de Norandino fue tendida en una zona mucho mas inaccesible que la de Atacama (Parque Nacional Calilegua).

Con este escenario, ambos proyectos eran rentables.



8. Evaluación Económica (dos ductos en operación)

En esta sección realizamos la evaluación económica de ambos proyectos simulando el escenario en el momento de comenzar las obras y considerando dos ductos en operación. Para esto asumimos que ambas compañías conocían cual iba a ser la demanda que tendrían en los primeros años de operación y por consiguiente los caudales. Para los demás años se asume que la proyección de demanda total se mantiene invariable y los ductos se reparten esa demanda en partes iguales.

Además estaba mas clara la situación financiera de ambos proyectos por lo que los datos de D/E de cada proyecto ya estaban definidos.

Intentamos simular entonces la evaluación económica que hicieron ambas empresas en el momento de decidir la continuidad de los proyectos propios.

8.1- Asignación de la WACC.

8.1.1 - Atacama: Por un artículo del diario "Estrategia" de Chile del 10 de noviembre de 1998²⁶ sabemos que a esa fecha Atacama había logrado financiación por 233 MMUS\$ y los socios habían aportado MMUS\$ 292. Esto da una relación de D/E de 0.797. Se estaba gestionando un nuevo crédito por 225 MMUS\$ pero no hay información de que se haya aprobado el mismo. Por otro lado en esa época la consultora Moodys rebajó la calificación de la deuda de Endesa (Chile) de Baa3 a Ba2²⁷. La razón de tal rebaja era la gran competencia que existía en la región y que tornaban inciertas las proyecciones de ventas y beneficios. Por todo esto asumimos que Atacama sólo pudo lograr un D/E de 0.797.

Con ese nuevo valor de D/E calculamos BL, Ke y WACC nuevamente:

$$D/E=0.797$$

$$BU=0.29$$

$$BL= BU*(1+(D/E*(1-t)))=0.29*(1+0.797*(1-0.35))=0.44$$

²⁶ Artículo ya mencionado en 7.1.

²⁷ Fuente: Presentación de Alberto López García (Gerente Corporativo de negocios de Enersis) hecha en Bs.As. el 14/9/00.



$Ra = dx(k-g)/(1-d)$. Donde Ra: Prima de riesgo asistemático, d: total de descuentos (ajustes), k: Tasa obtenida del CAPM clásico (solo riesgo sistemático), d: Tasa de crecimiento del flujo de fondos.

Para nuestro caso: d: 9.71, k: Resultado del CAPM clásico = 15.6 %, g: tomamos 3% que es el promedio del crecimiento del CFF estimados entre los años 1 y 20 del proyecto.

$$Ra = 0.0971 * (0.156 - 0.03) / (1 - 0.0971) = 0.0136 = 1.36\%$$

$$Ke = Rf + BL * (Rm - Rf) + Ra$$

$$Ke = 13\% + 0.44 * (6\%) + 1.36\% = 17\%$$

$WACC = Ke * E / (D + E) + Kd * (D / (D + E)) * (1 - t)$; el Ke utilizado el WACC es el ajustado por riesgo asistemático.

$$WACC = 17\% * 1 / (1.797) + 7.5\% * (.797 / 1.797) * (1 - 0.35)$$

$$\mathbf{WACC\ Atacama = 11.62\%}$$

8.1.2 Norandino: En un artículo publicado en el diario Estrategia de Chile el 25 de septiembre de 1997 se da cuenta del traspaso de las acciones de Norandino por parte de Electroandina a Tractebel. En este artículo se informa que dadas las dificultades para lograr una financiación del proyecto y como Electroandina debía concentrar sus esfuerzos en las centrales de generación, las acciones pasaban a Tractebel quien podía afrontar la inversión. Se anuncia además que la estructura del capital será Full Equity. Por lo tanto para Norandino $D/E = 0$

Con este nuevo valor de D/E calculamos BL, Ke y WACC nuevamente:

$$D/E = 0$$

$$BU = 0.29$$

$$BL = BU * (1 + (D/E * (1 - t))) = 0.29 * (1 + 0 * (1 - 0.35)) = 0.29$$

$Ra = dx(k-g)/(1-d)$. Donde Ra: Prima de riesgo asistemático, d: total de descuentos (ajustes), k: Tasa obtenida del CAPM clásico (solo riesgo sistemático), d: Tasa de crecimiento del flujo de fondos.

Para nuestro caso: d: 9.71, k: Resultado del CAPM clásico = 14.7% %, g: tomamos 3% que es el promedio del crecimiento del CFF estimados entre los años 1 y 20 del proyecto.

$$Ra = 0.0971 * (0.147 - 0.03) / (1 - 0.0971) = 0.0126 = 1.26\%$$

$$Ke = Rf + BL * (Rm - Rf) + Ra$$



$$K_e = 13\% + 0.29 \cdot (6\%) + 1.26\% = 16\%$$

$WACC = K_e \cdot E / (D + E) + K_d \cdot (D / (D + E)) \cdot (1 - t)$; el K_e utilizado el WACC es el ajustado por riesgo asistémico.

$$WACC = 16\% \cdot 1 / (1) + 7.5\% \cdot (0 / 1) \cdot (1 - 0.35)$$

WACC Norandino = 16%

8.2- Análisis de Rentabilidad

- **Caudales Estimados**

Se cuentan con los caudales reales exportados en los siguientes trimestres.

	MMNM3D	
	Atacama	Norandino
Sep-00	1.05	0.74
Oct-00	1.42	0.60
Nov-00	1.31	0.89
Dec-00	1.67	1.36
Jan-01	1.53	1.01
Feb-01	2.33	1.07
Mar-01	2.63	0.64
Apr-01	2.42	1.90
May-01	2.48	2.01
Jun-01	2.02	1.88
Jul-01	2.08	2.01
Aug-01	1.91	1.57
Sep-01	1.86	1.95
Oct-01	2.43	1.29
Nov-01	2.55	1.78
Dec-01	2.01	1.97
Jan-02	1.88	1.47
Feb-02	2.05	0.00
Mar-02	2.69	0.00
Apr-02	2.31	0.35
May-02	2.05	1.27

Con estos datos se pueden obtener promedios de caudal para los años 2000, 2001 y 2002²⁸. Para estimar los caudales hasta el año 2024 se asume que las proyecciones de demanda total realizadas en un principio se mantienen solo que ahora el caudal se deberá repartir entre ambos ductos.

Esto nos da los siguientes caudales.

²⁸ En febrero y marzo de 2002 el caudal de Norandino es 0 debido a una rotura del caño que puso fuera de servicio el ducto durante este lapso.



Atacama:

Año	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Atacama Real MMNM3D	1	1.36	2.19	2.20	2.75	3	3.25	3.43	3.625	3.8125	4

Norandino:

Año	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Norandino Real (MMNM3D)	0.9	0.90	1.59	0.62	2.75	3	3.25	3.43	3.625	3.8125	4

A partir de 2009 el caudal se mantiene en 4 MMNM3D.

- **Precio de Transporte:** Lo que sigue es un extracto de un artículo publicado por el Diario Estrategia de Chile el 21 de septiembre de 1998. ".....como una forma de presionar a la Corporación del cobre, Gas Atacama abrió su tercer proceso de Open Season en el que Codelco participa con una demanda de alrededor de 300 mil m3d a una tarifa de transporte de 0.85 US\$/MMBTU en comparación con los 1.05 US\$ por millón de BTU ofrecidos por Norandino". En el caso de Norandino el valor indicado puede ser la tarifa correspondiente a todos los contratos ya que realizó sólo una Open Season. Pero se supone que Atacama firmó contrato con sus centrales asociadas en los procesos anteriores. Es por esto que el precio de 0.85 US\$/MMBTU es por la capacidad remanente y para intentar capturar mercado. Por esto asumimos que los contratos firmados por Atacama promedian una tarifa similar a la de Norandino. Asumimos por lo tanto un precio de transporte de 1.05 US\$/MMBTU.
- **CAPEX:** Dado que ninguno de los dos proyectos superará el caudal de 4 MMNM3D, no hay necesidad de invertir en nuevas estaciones de compresión.
- **Valor Terminal:** Se asume que al finalizar la operación se recuperará sólo el 20% del costo de las estaciones compresoras que se llegaron a instalar.



Para el resto del análisis se siguen los lineamientos del escenario anterior.

Para los cálculos detallados ver Anexo E.

8.3 Resultados:

VAN Norandino (en abril de 1998): -231,82 MMUS\$

VAN Atacama (en octubre de 1997): -176.64 MM US\$

Como puede verse, ninguno de los dos proyectos resulta rentable bajo este escenario



9. Rentabilidad Extraordinaria de Electroandina:

A continuación estudiamos la rentabilidad extraordinaria que percibe Electroandina por los contratos a largo plazo que tiene firmados con las compañías mineras (mayormente Codelco) y por el hecho de que dichos contratos no prevean la reducción del costo del combustible para la empresa generadora .

Según una nota aparecida en "Platts Global Power Report" el 19 de enero de 1998, Electroandina es la compañía generadora del SING que se encuentra mejor posicionada. Esto se debe a que cuenta con contratos de provisión de energía eléctrica con las mineras (mayormente con Codelco) en dólares y a un precio que fue fijado en una época anterior a la aparición del gas natural en la región. Estos contratos tenían una duración remanente de 9 años (hasta el año 2010) por un 115% de la capacidad instalada

Asumimos para este análisis que, Electroandina compra en el mercado spot y vende al valor de sus contratos a largo plazo. Esto lo hace entre abril de 1998 (momento en que arranca la construcción del Gasoducto) y octubre de 2010. El precio de la energía de los contratos a largo plazo lo asumimos como coincidente con el precio de nudo vigente en el sistema en abril de 1995²⁹ (suponemos que los contratos tienen una duración media de 15 años).

- **Precio de Nudo 1995 (US\$/kWh)³⁰:** 0.0496
- **Capacidad Instalada de Electroandina (año 2001):** 628.8 MW
- **Contratos por 115% de la capacidad instalada (miles de MWh/año):** 6334.53
- **Precio del Mercado Spot:** Asumimos que el precio de la energía eléctrica quedó estabilizado en su valor posterior a la introducción del Gas natural en la región al valor de octubre de 2000.
- **Impuesto a la Renta:** De acuerdo con la Ley de Impuesto a la Renta de Chile en el artículo 20 y la nota 60-a, se grava con un 15% las ganancias de las

²⁹ Datos obtenidos en la página web de la Comisión Nacional de Energía de Chile (www.cne.cl/electricidad).

³⁰ Media entre el valor de energía nominal del nudo de Atacama y el de Crucero en el SING.



empresas comerciales, industriales, mineras y otras hasta el año 2001, este valor aumenta a 16% en 2002, 16.5% en 2003 y 17% a partir de 2004.

- **Tasa de descuento anual:** Dado que este es un negocio para el cual no es necesaria ninguna inversión inicial (solo se trata de comprar energía en el mercado spot y venderla a los clientes) los beneficios del mismo serán pagados directamente a los accionistas. Por lo tanto la tasa que hay que usar para descontar este flujo de fondos es el costo del capital. $K_e=16.002\%$ (anual).
- **Tasa de descuento semestral:** 7.704%

Fecha	Energía Nominal (US\$/kWh)	Ventas miles de MWh/año	Ventas (MMUS\$ semestre)	Compras (MMUS\$ Semestre)	Saldo	Impuestos	CF
ABRIL 1998	0.03248	6334.53	157.08	102.86	54.22	8.13	46.09
OCTUBRE 1998	0.02644	6334.53	157.08	83.75	73.33	11.00	62.33
ABRIL 1999	0.02254	6334.53	157.08	71.38	85.70	12.85	72.84
OCTUBRE 1999	0.01987	6334.53	157.08	62.93	94.16	14.12	80.03
ABRIL 2000	0.02033	6334.53	157.08	64.38	92.70	13.90	78.79
OCTUBRE 2000	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	12.65	71.66
ABRIL 2001	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	12.65	71.66
OCTUBRE 2001	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	12.65	71.66
ABRIL 2002	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	13.49	70.82
OCTUBRE 2002	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	13.49	70.82
ABRIL 2003	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	13.91	70.40
OCTUBRE 2003	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	13.91	70.40
ABRIL 2004	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	14.33	69.98
OCTUBRE 2004	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	14.33	69.98
ABRIL 2005	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	14.33	69.98
OCTUBRE 2005	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	14.33	69.98
ABRIL 2006	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	14.33	69.98
OCTUBRE 2006	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	14.33	69.98
ABRIL 2007	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	14.33	69.98
OCTUBRE 2007	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	14.33	69.98
ABRIL 2008	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	14.33	69.98
OCTUBRE 2008	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.3	14.33	69.98
ABRIL 2009	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	14.33	69.98
OCTUBRE 2009	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	14.33	69.98
ABRIL 2010	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	14.33	69.98



OCTUBRE 2010	0.02298	6334.53	157.08	72.77	84.31	14.33	69.98
VAN (MM US\$ en abril de 1998)							\$ 767.70

Dada la composición del paquete accionario de Electroandina, el VAN percibido por Tractebel es el siguiente: $MMUS\$ 767.7 \times 16,26\% = 124.799 \text{ MMUS\$}$

Este valor es conservador en el sentido que se asume que Electroandina solo compra al precio de nudo y vende al precio de sus contratos. Dado que Electroandina planea generar parte de esta electricidad, el VAN será mayor aún.

Si restamos este valor de la porción del VAN real de la operación de Norandino que corresponde a Tractebel ($-231.82 \times 0.66 = \text{MMUS\$}-151.74$) vemos que el resultado es una pérdida de $\text{MMUS\$}29.82$. Debemos tomar en cuenta que en nuestro análisis estimamos que ambos ductos se dividirán el caudal en partes iguales. En 1998 Norandino esperaba poder capturar algo más de mercado que Atacama. Como puede verse, para Tractebel, la construcción del gasoducto está en gran parte financiada por estos beneficios extraordinarios. De esta manera mantiene su ventaja como incumbente en el mercado eléctrico del SING invirtiendo los beneficios extraordinarios que le dejarán la introducción del Gas Natural en la región.



10. Conclusión.

En este estudio hemos demostrado que cada proyecto por sí solo era rentable, pero la construcción de ambos no iba a ser rentable para ninguno de los dos.

Se identificaron los siguientes factores como los que determinaron esta sobreinversión:

- **Deficiencias en la regulación de la actividad:** El hecho de que la reglamentación chilena no limite la integración vertical entre el transporte de gas natural y la generación eléctrica creaba una gran incertidumbre para las empresas que operaban en el SING con respecto al libre acceso al gas natural. Por esto, invertir en centrales de ciclo combinado sin contar con un gasoducto propio era inaceptable.
- **Mala interpretación por parte de Atacama de las intenciones de Norandino:** Cuando Atacama inicia la construcción, lo que sabía de Norandino era que había tenido inconvenientes para conseguir financiación para el proyecto y que dos ductos serían comercialmente inviables. Atacama creyó entonces que el proyecto Norandino era una estrategia de Electroandina para posicionarse mejor ante una eventual negociación por los contratos de transporte de gas y que una vez comenzadas las obras de Atacama, Norandino no continuaría.
- **Ventajas de Electroandina y Tractebel por ser incumbentes:** Como se vio en el punto 9, el hecho de contar con contratos a largo plazo con los precios congelados sin tomar en cuenta la introducción del gas natural en la región le daba a Electroandina y consiguientemente a Tractebel una fuente de financiación que Atacama no estaba considerando. En este trabajo solo se pudo probar un beneficio extraordinario para Tractebel debido a esta ventaja de un 81% de las pérdidas que le generará la operación de Norandino. Pero si se toma en cuenta que Electroandina generará gran parte de esa electricidad, este porcentaje será mayor. No se obtuvieron datos para probar una ventaja similar por parte de Edelnor.

Se trató de una lucha entre los incumbentes (Electroandina y Edelnor) y el nuevo entrante (CMS). Inclusive Endesa, socia de CMS en Atacama, en un momento conspiró contra el ingreso de CMS al mercado aliandose con Electroandina y Edelnor para intentar fusionar ambos proyectos.



De las empresas que participaron de los proyectos podemos decir lo siguiente:

- Electroandina, Tractebel y Edelnor: pagaron un precio por mantener su posición dominante en el SING pero el mismo fue en gran parte mitigado por los beneficios extraordinarios que les trajo el ingreso del gas natural y sus contratos a largo plazo.
- CMS: Pagó un alto precio por ingresar al SING. Probablemente las operaciones de generación contrarresten ese costo.
- Endesa: Salió perjudicada por haberse asociado con un nuevo entrante y no saber negociar una entrada al SING desde su posición dominante en el SIC.



11. Bibliografía

- 1- "El sistema de Precios Regulados de la Electricidad" (septiembre de 1999) por Francisco Aguirre Leo - Eclipse Electroconsultores.
- 2- "The Economics of Strategy" - David Besanko, David Dranove, Mark Shanley (John Wiley & Sons).
- 3- Manuel Cegarra Plané - "Las Tuberías" (Universidad Politécnica de Madrid - I.S.B.N.:84-7493-274-2)
- 4- Informe TASC 63: Reglamentación del Mercado de Gas Natural en Chile publicado por el Instituto Latinoamericano de Desarrollo en septiembre de 1995
- 5- Artículos periodísticos relacionados con ambos proyectos publicados en diarios de Argentina y Chile recopilados por el Enargas entre febrero de 1997 y noviembre de 1999 - Diarios: Clarín, La Nación, Estrategia (Chile), El Cronista, Ambito Financiero, La Gaceta (Tucuman), El Tribuno (Salta). Buenos Aires Económico, El Mercurio (Chile), La Razón entre otros.
- 6- Página web de la Comisión Nacional de Energía de Chile. (www.cne.cl/electricidad.htm)
- 7- Texto del Decreto Supremo 263 (Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de la República de Chile)
- 8- Enersis: Estrategia Global en el Sector de la Energía Eléctrica (Thunderbird - The American Graduate School of International Management - A09-99-0001S) Caso Preparado por Robert Groose y Carlos Fuentes, Universidad Gabriela Mistral.
- 9- World Development Report 2002 Chapter 8 "Regulation of Infrastructure" - World Bank.
- 10- Platts: Global Power Report January 19, 2001
- 11- Página web institucional de Tractebel (www.tractebel.com)
- 12- Página web del Enargas(www.enargas.gov.ar)
- 13- UTDT Corporate Finance -MBA- Investments in Emerging Markets
- 14- Pereiro y Galli - " La Determinación Del Costo Del Capital En La Valuación De Empresas De Capital Cerrado : Una Guía Práctica" UTDT-IAEF



Anexo A

Estimación de la energía generada por empresa en 1997 y explicación del Índice Herfindahl.

1- Energía generada por empresa en el SING en 1997.

No se cuentan con datos del año 1997 de generación discriminados por empresa. La siguiente es una lista de centrales eléctricas del SING a diciembre de 2000 donde figura la empresa y el año de puesta en marcha.³¹

Propietario	Año Puesta en Servicio	Unidad Generadora	Nombre Central	Nº Unidad	Tipo Máquina	Potencia Bruta Total kW
Edelnor	1967	Charmilles	Chapiquiña	2	Hidro pesada	10,200
Edelnor	1953	Mirrlees KS	Diesel Arica	3	Motor Diesel	3,000
Edelnor	1964-65	Mirrless KSS	Diesel Arica	2	Motor Diesel	2,920
Edelnor	1973	G.Motors	Diesel Arica	4	Motor Diesel	8,400
Edelnor	1957	Sulzer	Diesel Iquique	3	Motor Diesel	4,200
Edelnor	1963-64	Mirrless KSS	Diesel Iquique	2	Motor Diesel	2,920
Edelnor	1972	Man	Diesel Iquique	1	Motor F0 6	5,940
Edelnor	1978	Hitachi	Diesel Iquique	1	Turbogas Diesel	23,750
Edelnor	1985	Mitsubishi	Diesel Iquique	1	Motor F0 6	6,200
Edelnor	1970	Man	Diesel Antofagasta	2	F0 6 Motor	11,870
Edelnor	1971-74-76	G.Motors	Diesel Antofagasta	8	Motor Diesel	19,600
Edelnor	1995	Siemens-Skoda	Térmica Mejillones N° 1	1	Vapor-Carbón	165,900
Edelnor	1998	Siemens-Skoda	Térmica Mejillones N° 2	1	Vapor-Carbón	165,900
Edelnor	2000	-	Térmica Mejillones N° 3	1	Ciclo Combinado	243,000

³¹ Datos suministrados por la Comisión Nacional de Energía de Chile (www.cne.cl/electricidad).



Celta	1998	-	Patache	1	Carbón	141,000
Celta	1995	-	Patache	1	Motor Diesel	23,750
Electroandina	1987-90	Mitsubishi	Termoeléctrica Tocopilla	2	Vapor-Carbón	258,500
Electroandina	1983-85	Mitsubishi	Termoeléctrica Tocopilla	2	Vapor-Carbón	170,800
Electroandina	1970	General Electric	Termoeléctrica Tocopilla	2	Vapor F0 6	75,000
Electroandina	1960	AEG	Termoeléctrica Tocopilla	1	Vapor F0 6	45,000
Electroandina	1975	Hitachi	Termoeléctrica Tocopilla	2	Turbogas Diesel	42,000
Electroandina	1993	General Electric	Termoeléctrica Tocopilla	1	Turbogas Diesel	37,500
Electroandina	2000	-	Unidad 16	1	Ciclo Combinado	380,000
Norgener	1995	Mitsubishi	Nueva Tocopilla N°. 1	1	Vapor-Carbón	136,300
Norgener	1997	Mitsubishi	Nueva Tocopilla N°. 2	1	Vapor-Carbón	138,120
M.Blancos(1)	1995	Mirrlees K8	Mantos Blancos	10	Motor F0 6	28,640
EECSA(2)	1995	Indar	Cavanca	1	Hidro pasada	3,190
ENAEX(3)	1996	Deutz	Diesel ENAEX	3	Motor Diesel	1,970
ENAEX(3)	1996	Cummins	Diesel ENAEX	1	Motor Diesel	730
NOPEL	1999		Atacama 1	2	Ciclo Combinado	369,00
NOPEL	1999		Atacama 2	1	Ciclo Combinado	185,000
Gener	1999		Salta	2	Ciclo Combinado	640,800
TOTAL SING						3,351,500

Primero se seleccionan las centrales que estaban en marcha en 1997. Luego, se las ordena por eficiencia. Para esto se asume primero que la central más eficiente es la central hidroeléctrica de Charmilles, que por ser hidroeléctrica será más eficiente que las demás que son térmicas. Asumimos que cuanto más moderna sea una central,



esta será mas eficiente. Por lo que ordenamos las demás centrales según el año en que se pusieron en marcha. Luego con la demanda que hubo en 1997 que fue de 964

MW, podemos ver qué centrales estuvieron en operación comenzando por las mas eficientes y agregando centrales hasta cubrir la demanda. Finalmente, agrupamos por empresa y tenemos la generación estimada por empresa.³²

2- Indice Herfindahl.

El índice Herfindahl es igual a la suma de los cuadrados de la fracción de mercado de todos los competidores. Esto es: $H = X_1^2 + X_2^2 + \dots + X_n^2$ donde X_i es la fracción de mercado de la empresa i y n es el número total de empresas.

Este índice tiene la particularidad que si existe un número n de firmas con igual fracción de mercado, esta será $X_i = 1/n$ y $H = (1/n)^2 \times n = 1/n$ entonces $n = 1/H$. Entonces, se puede decir que cuando las empresas no son iguales, $1/H$ es el número equivalente de empresas iguales que representa el mercado. Por ejemplo, si $H = 0.25$, esto es que el mercado es equivalente a uno en el que hay 4 empresas de igual poder de mercado.

El índice Herfindahl muestra el nivel de concentración del mercado.

La siguiente tabla muestra cuatro clases de estructura de mercado definidas a partir del índice Herfindahl.³³

Estructura del Mercado	Indice Herfindahl	Intensidad de la competencia
Competencia Perfecta	Generalmente < 0.2	Intensa
Competencia Monopólica	Generalmente < 0.2	Puede ser intensa o suave dependiendo de la diferenciación del producto.
Oligopolio	Entre 0.2 y 0.6	Puede ser alta o baja dependiendo de la rivalidad entre las firmas
Monopolio	≥ 0.6	Generalmente baja a menos que esté amenazado por un nuevo entrante.

³² Las centrales de Mantos Blancos, Eecsa y ENAEX OPERABAN PARA Edelnor Desde 1995.



Anexo B

Estructura Regulatoria y Obras de Infraestructura

Lo que sigue es un extracto del World Development Report 2002 del Banco Mundial. En el capítulo 8 analiza los factores que influyen en la reglamentación de obras de infraestructura.

La competencia puede sustituir las regulaciones especialmente en países en desarrollo donde la capacidad reguladora del estado es generalmente débil. La regulación no es una tarea sencilla y puede prestarse a arbitrariedades del gobierno. En algunos casos se puede pasar de la ineficiencia y corrupción de las empresas estatales a la corrupción de los entes reguladores. Además en países en desarrollo, a las agencias reguladoras se les hace difícil acceder a la información necesaria para la fiscalización efectiva de la actividad en cuestión.

En otras palabras la competencia puede evitar los problemas de incentivo, información y ejecución de los sectores regulados.

La competencia entre monopolistas puede reducir las necesidades de regulación sectorial en sectores como distribución eléctrica y transporte de hidrocarburos. El transporte de hidrocarburos entre un área de producción y un centro de consumo puede considerarse un monopolio natural. Sin embargo cuando los productores tienen alternativas para vender su producción o los consumidores tienen posibilidades de suplirse desde otra área, la regulación no es necesaria.

Integración Vertical Vs. Segregación.

En todos los sectores ligados a la infraestructura existen áreas de la cadena de valor que son más susceptibles a la competencia que otras. Aquellas áreas que no son susceptibles de transformarse en competitivas se convierten en "cuellos de botella"

³³ Fuente: Besanko, Dranove, Shanley "The Economics of Strategy" – John Wiley & Sons INC . Capítulo 8



monopólicos de la cadena de valor. Si una empresa verticalmente integrada controla este cuello de botella y además compite en otra área, ésta tendrá el incentivo de comportarse de manera discriminatoria con sus competidores en cuanto a precio o calidad de servicio.

Existen principalmente tres esquemas posibles para un sector ligado a la infraestructura donde un área de la cadena de valor se encuentra librada a la competencia y otra se mantiene como monopolio.

A- *Una empresa controla el cuello de botella monopólico mientras que además compite en el área competitiva de la cadena de valor. (Una firma integrada sujeta a competencia en una parte de la cadena de valor)*

B- *La empresa que controla el cuello de botella opera como monopolista en toda la cadena de valor y no existe competencia en ninguna parte de la misma. (Un monopolista integrado verticalmente)*

C- *Al dueño de la empresa que opera el cuello de botella monopólico no se le permite operar en ninguna otra parte del sector. (Segregación vertical con competencia.)*

En la práctica se ven habitualmente formas intermedias de segregación vertical con competencia donde es posible que una empresa esté integrada verticalmente pero se exige que el área que opera el monopolio deba ser un ente separado de las otras unidades (o bien empresas diferentes que pertenecen a los mismos inversores). De esta manera se facilita la fiscalización de prácticas discriminatorias.

La opción más apropiada para un determinado sector en un país particular depende de cuatro factores principales:

1- *Importancia de las economías de alcance que puedan lograr las empresas ofreciendo distintos servicios dentro de un determinado sector.*

2- *Facilidad con que se pueden detectar las conductas discriminatorias por parte de quien controla el cuello de botella monopólico.*

3- *Consecuencias de una conducta discriminatoria no detectada.*

4- *Posibilidad de que la competencia en el área no monopólica mejore la eficiencia de la misma o el acceso al servicio por parte de los consumidores.*

Esto se resume en el siguiente cuadro:



		<i>Opción A</i>	<i>Opción B</i>	<i>Opción C</i>
<i>Economías de alcance</i>	<i>Altas</i>	X	X	
	<i>Bajas</i>			X
<i>Detección de discriminación</i>	<i>Fácil</i> ³⁴	X		
	<i>Difícil</i>		X	X
<i>Consecuencias de la discriminación</i>	<i>Poco efecto en la competencia</i>	x		
	<i>Malo para la competencia</i>		X	X
<i>Factibilidad de competencia fuera del cuello de botella</i>	<i>Alta</i>	X		x
	<i>Baja</i>		X	

Realizamos ahora un análisis del sector energético del norte de Chile justo antes de la introducción del gas natural desde Argentina y vemos de acuerdo a esta matriz cual sería el mejor esquema: en nuestro caso el área competitiva sería la generación eléctrica mientras que el cuello de botella monopólico es el transporte de Gas Natural.

- Economías de alcance: Dado que la generación eléctrica y el transporte de gas natural son actividades completamente diferentes, no existen prácticamente economías de alcance para una empresa integrada verticalmente.
- Detección de discriminación: En el caso de Chile, la reglamentación vigente es taxativa en cuanto al sistema de acceso abierto para el transporte de gas natural y establece que dicho acceso se deberá otorgar de manera no discriminatoria en cuanto a las condiciones económicas, comerciales, técnicas y de información³⁵. Pero Chile carece de un organismo estatal que tenga la función específica de controlar el cumplimiento de esta reglamentación y mediar en los litigios que pudieran producirse en esta actividad. De esta manera, las empresas se ven obligadas a recurrir a la Comisión Resolutiva Antimonopolios ante conductas discriminatorias por parte del concesionario del servicio de transporte. Esto puede hacer que dichos procesos sean lentos y puede conspirar contra la prevención de este tipo de conductas.

³⁴ Requiere separación de cuentas entre las diferentes unidades de la empresa verticalmente integrada.

³⁵ Ver artículo 11 del Decreto Supremo N° 263.



- Consecuencias de la discriminación: Dado que el precio del transporte llega a ser en este caso entre el 37% y el 42% del precio final del gas, las consecuencias de conductas discriminatorias por parte de un monopolista pueden ser desastrosas para las empresas que compiten en la generación de energía eléctrica.
- Factibilidad de competencia en el área de generación que mejore la eficiencia y el acceso por parte de los consumidores: Es alta ya si bien los pequeños consumidores tienen un precio regulado, éste se encuentra influenciado por el precio de nudo (libre para grandes consumidores)

De acuerdo con esto último Chile debería haber adoptado la opción C en la cual no se permite que la empresa que posee el transporte de gas natural opere además en la generación eléctrica. Como se menciona en el capítulo 4 esto estaba contemplado en el anteproyecto de Ley de Gas Natural pero aún no se había promulgado dicha ley. Es por esto que la reglamentación vigente planteaba serias dudas a las empresas de generación eléctrica sobre las posibilidades de prevención de conductas discriminatorias por parte de un monopolista integrado verticalmente. Esto es fundamental para comprender el proceso que llevó a la concreción de ambas obras.



Anexo C

Iniciativas de Fusión

Cronología de las Negociaciones

A continuación se muestra un extracto de artículos periodísticos donde se describen las distintas negociaciones que se llevaron a cabo.

- 14 de Agosto de 1997(diario El Mercurio -Chile- "en 15 Días Definen Tratativas Entre Gas Atacama y Norgas"): *En quince días podría haber novedades respecto a las conversaciones que en la actualidad se desarrollan entre los socios de los proyectos Gas Atacama y Norgas, para unificar ambos consorcios Según trascendió, una de las fórmulas que se estudia y que presenta mayor grado de aceptación entre las partes apunta, a grandes rasgos, a que se opte por el trazado de Gas Atacama y a que se comparta la administración de las nuevas unidades de ciclo combinado que proyectan construir ambos proyectos.....Gas Atacama construiría solo una de las dos unidades de 355 MW que levantará en Mejillones permitiendo así a Electroandina hacer lo propio en Tocopilla. El problema radica en que el proyecto Norgas contempla además como socios al grupo argentino Techint y a Edelnor cuya participación en el nuevo esquema no estaría tan clara (Edelnor tenía planes de construir dos centrales por 250 MW cada una). En el caso de Techint, la empresa recibiría garantías en cuanto a que sería la encargada del abastecimiento de los tubos y de la construcción del ducto.*

En esta etapa Atacama ya tenía avanzada la ingeniería del ducto y se encontraba tramitando las concesiones de transporte. La adjudicación de la construcción se realizaría el 1° de octubre.

- Septiembre de 1997: Atacama obtiene las concesiones de transporte tanto del lado argentino como del lado chileno. Se firman las órdenes de compra por los tubos (una a Mannesman y la otra a Strupp descartando de esta manera la posibilidad de otorgarle el contrato por los caños a Siat del grupo Techint) y se



avanza con el análisis de ofertas por la construcción del ducto. Con esto Atacama pretende asegurar su posición como proyecto más avanzado. Pero se estaban cerrando las puertas para la participación de Techint en el supuesto nuevo consorcio. En un reporaje al diario El Mercurio publicado el 15 de septiembre Yvés Jourdain , presidente de Electroandina, manifiesta: *"A pesar de que el inicio de las obras se acerca, ésta no será una fecha tope para eventuales negociaciones....en el caso de que cada proyecto comience a trabajar en el terreno, uno de ellos puede parar.....si uno se da cuenta que se equivocó puede parar el proyecto , pues cuesta menos parar el proyecto y juntarse con el otro que seguir hasta el final levantando gasoductos paralelos."* A continuación destaca que de concretarse ambos proyectos ganará quien cuente con los contratos *"y ese es Norgas, pues Electroandina tiene comprometidos 500 MW en acuerdos por 12, 15, y 23 años"*. El argumento de que Norandino contaba con los contratos comienza a aparecer con más fuerza a medida que se van despejando las dudas sobre la concreción del proyecto. De esta manera la ventaja de Gas Atacama (el hecho de tener el proyecto mas avanzado) comienza a perder fuerza.

- Octubre de 1997: Comienzan el 7 de octubre las obras del Gasoducto Atacama. Las conversaciones están detenidas. Norandino (Norgas) anuncia el inicio de la construcción de su ducto para el 1° de Noviembre.
- 13 de enero de 1998: (El Mercurio-"Se Complica Eventual Fusión de Gasoductos en el Norte"): En este artículo se dice que si bien las negociaciones entre ambas empresas están oficialmente suspendidas se multiplican los contactos informales entre los distintos participantes de ambos proyectos para intentar llegar a un acuerdo de fusión. Aquí comienza a verse la rivalidad que existe entre Tractebel y CMS. Ives Jourdain (Electroandina) manifiesta que su compañía no está dispuesta a negociar con CMS "por no ser un actor del sistema eléctrico del norte". Cabe destacar que tanto Electroandina como Edelnor como así también Endesa eran "incumbentes" en el SING mientras que CMS es un nuevo entrante. Además es conocida en la industria la rivalidad que existe entre Tractebel y CMS. En estas declaraciones comienza a verse la estrategia de Norandino de intentar excluir a CMS de las tratativas induciendo a Endesa a negociar por separado.



- 4 de Marzo de 1998 (El Mercurio-"Fracasa Fusión de los Gasoductos en el Norte"): Aquí se dice que el fracaso de las conversaciones se había materializado luego de una tensa negociación entre Endesa y CMS. Había trascendido que entre Tractebel y Endesa había un acuerdo para unir los ductos pero que CMS no aceptaba las condiciones. CMS se oponía a ceder a los socios de Norandino el 60% de las acciones del eventual nuevo proyecto como pretendía Tractebel. Fuentes ligadas a Norandino manifestaron que *"ceder el control del mercado del norte en los términos solicitados por CMS era inaceptable"*.

A continuación analizamos la propuesta de Tractebel: De haberse concretado la misma la propiedad del gasoducto fusionado hubiera quedado:

Tractebel: 39.6%

Edelnor:19.8%

Endesa: 16%

CMS: 16%

Astra y Pluspetrol:.8%

Si bien Endesa es un actor menor en el SING, es la mayor generadora de Chile con una presencia muy importante en el SIC. Esto le debería dar un gran poder de negociación para evitar conductas discriminatorias por parte de Tractebel en caso de realizarse un solo proyecto.

En cambio CMS como nuevo entrante en el SING estaría expuesta a posibles discriminaciones por parte de Tractebel. En consecuencia el ducto hubiera quedado en manos de los incumbentes y CMS como nuevo entrante hubiera podido tener problemas de acceso al gas natural.

- 22 de abril de 1998 (El Cronista - "Endesa insiste en la fusión de los planes de gasoductos a Chile"): *En una junta de accionistas de Endesa Chile, Rodrigo Errázuriz, su presidente, manifestó la intención de Endesa de reflotar el acuerdo con Norandino. CMS, en un comunicado difundido el 20 de ese mes anunció que su socia se encontraba reconsiderando su participación en el desarrollo de Gas Atacama. En este artículo se menciona la posibilidad de que de no avanzar la fusión de los proyectos, Endesa se retiraría de Atacama.*



Este es otro indicio de que Endesa estaría aliada con los otros "incumbentes" del SING para intentar forzar a CMS a aceptar una fusión que la dejaría en una posición muy débil en comparación con los demás socios.

- 5 de junio de 1998 (BAE - "Proponen unificar dos Gasoductos"): *El gerente del área energética de Endesa de Chile, Juan Eduardo Vásquez, afirmó que su empresa quiere unificar los dos proyectos de gasoducto..... Yves Jourdain, vicepresidente de Tractebel, uno de los integrantes de Electroandina afirmó a BAE que "no hay lugar para dos gasoductos" pero se mostró sorprendido por las declaraciones de Vásquez, ya que "en el pasado nosotros le hicimos ofertas muy buenas en varias oportunidades y, si bien Endesa aparecía como receptiva, siempre recibimos una rotunda negativa por parte de CMS", dijo. "Ahora ya es tarde para un acuerdo porque las obras ya están empezadas".....Jourdain explicó que la clave del triunfo está en los clientes que se tengan y sostuvo que ellos manejan "un alto porcentaje del mercado de consumo en el norte de Chile" y tienen "establecidos muchos contratos a largo plazo, lo que garantiza estabilidad en las ventas".*

Aquí se puede ver que con el grado de avance que ya tenían las obras, la unificación era cada vez mas inviable. Endesa seguía insistiendo con la idea pero Tractebel ya no veía muchas posibilidades para el acuerdo.

- 21 de Septiembre de 1998 (diario Estrategia de Chile - "Gas Atacama y Norandino Vuelven a Acercarse en Busca de un Acuerdo"): *Un nuevo encuentro se había producido en Estados Unidos entre las empresas que impulsan ambos proyectos.pronto debería haber un pronunciamiento del fiscal nacional económico, Rodrigo Asenjo, respecto a las acusaciones que elevó CMS contra Electroandina y la Belga Tractebel . Por otra parte la bancada de Renovación Nacional insistiría en que se aclare el papel que ha jugado Codelco en la llamada "guerra de los gasoductos", especialmente el supuesto subsidio que la empresa estatal habría entregado a Norandino a través de Electroandina. Y como forma de presionar a la Corporación del Cobre, Gas Atacama abrió su tercer proceso de Open season en el que estaría participando Codelco con una demanda de 300 mil metros cúbicos al día, a una taifa de transporte de US\$*



0.85 por millón de BTU en comparación con los US\$ 1.05 por millón de BTU ofrecidos por Norandino.

Aquí se muestra que en respuesta por las presiones por parte de Endesa y Tractebel para aceptar la fusión, Atacama elevó una denuncia ante la fiscalía nacional económica para intentar evitar la fusión. Por otro lado realizó la tercer Open Season con un precio menor que el que había ofrecido Norandino para intentar empujar a Noandino a una guerra de precios que debilite su posición dominante. El paso siguiente sería denunciar a Electroandina y Codelco por conductas discriminatorias en caso de firmar contratos con Norandino por un precio mayor.

- 29 de octubre de 1998 (diario Estrategia - Chile- "Preventiva Dejó Librados a su Suerte a los Gasoductos"): *A foja cero parece haber vuelto la guerra por el mercado energético del Norte Grande tras el fallo de la Comisión Preventiva Antimonopolios. Principales puntos del fallo:*
 - ◊ *Que las acciones impulsadas por Endesa y Tractebel para fusionar sus gasoductos pueden considerarse legítimas, si fueron motivadas por la creencia de que no resulta económico construir dos proyectos.*
 - ◊ *Respecto a las acusaciones de CMS contra Tractebel, la Preventiva señala que las empresas pueden determinar libremente con quienes se asociarán, por lo que no es reprobable que Tractebel haya estado predispuesta a asociarse con Endesa y no con CMS; aunque sí lo sería si pretendiese restringir el acceso de CMS al mercado.*
 - ◊ *Las empresas pueden determinar libremente quienes cotizarán la provisión de un servicio.*
 - ◊ *El que Gas Atacama haya rebajado sustancialmente sus tarifas seis meses después de que Electroandina y Norandino firmaran su contrato a precios en ese momento similares a Gas Atacama, no constituye evidencia suficiente para afirmar que dichas tarifas configuraron un subsidio cruzado o un acto de competencia desleal.*

- 6 de Noviembre e 1998 (El Mercurio -Chile- "Ductos Gas Atacama y Norandino Afinan un Acuerdo Comercial"): Este artículo expresa que se estaba avanzando en una propuesta de unir los ductos en aquellos tramos donde aún no existían



obras paralelas con el fin de reducir el nivel de inversiones para ambos proyectos. Se establecería un sistema de peaje para los tramos comunes.

- Febrero de 1999 (Energía y Negocios "Sin acuerdo entre Norandino Atacama"): *Prácticamente estaría descartada la posibilidad que se manejaba a fines del año pasado de unir en algunos tramos los gasoductos Norandino y Atacama que les hubiera permitido a ambos proyectos optimizar las inversiones. El avance de las obras de ambos proyectos hace cada vez mas difícil la concreción de un acuerdo. La baja de los precios del cobre provocó una postergación de proyectos mineros con la consecuente caída de las demandas esperadas por gas y electricidad en el Norte Grande....."Los avances que habíamos logrado se basaban en un escenario con buena demanda, situación que hoy ha cambiado sustancialmente. Continuar adelante individualmente parece ser el camino mas aceptable".*

Existe aquí otro factor a tener en cuenta, que es lo avanzadas que se encontraban las obras de Atacama en ese momento. Si por unificar los proyectos en algunos tramos, Atacama llegara a retrasar su puesta en marcha (prevista para abril de ese año) estaría perdiendo su mayor ventaja que era el hecho de entrar en operaciones 6 meses antes que Norandino.

A medida que avanzaban las obras las posibilidades de acuerdo se iban reduciendo cada vez más.

- 16 de marzo de 1999 (Estrategia - Chile- " Acuerdo Operativo de Gasoducto No Implicaría Ahorro Significativo") : ...Yves Jourdain (Presidente de Tractebel Chile).....*Dijo que hubo conversaciones para tratar de implementar un acuerdo operativo entre los gasoductos "pero al comprobar que éste no implicaba un ahorro significativo ni para ellos ni para nosotros, las conversaciones no prosperaron.....Se pensó que se podía hacer una operación mas integrada y lograr ahorros en gastos en concepto de compresión "pero no eran muy significativos para ninguna de las partes"*

Estas fueron las últimas tratativas para lograr un acuerdo entre ambos proyectos que generaran algún tipo de ahorro.

Es así como terminó de descartarse toda posibilidad de acuerdo entre ambas empresas.



Anexo D

Evaluación Económica (un ducto en operación)

1-Norandino
Amortizaciones

Item Inversión	MUS\$	Año INV	Amortización (años)*	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EPC	220.4	0	20.0	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02
Tubos	98.7	0	20.0	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94
Planta Compresora1	24.5	2	12.5	0.00	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96
Planta Compresora 2	18.4	0	12.5	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47
Planta Compresora 3	18.4	2	12.5	0.00	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47
Planta Compresora 4	18.4	2	12.5	0.00	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47
Planta Compresora 5	12.3	6	12.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
O&M Equipos	3.0	0	12.5	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Administración y desarrollo	17.6	0	20.0	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
Derechos de paso, permisos etc.	11.0	0	20.0	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
Sub Contratistas	11.4	0	20.0	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57
Impuestos y seguros	3.0	0	20.0	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Total Inv	457.1		Total:	19.82	24.72	24.72	24.72	24.72	25.71	25.71	25.71	25.71	25.71

Cont

Item Inversión	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
EPC	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02
Tubos	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94
Planta Compresora1	1.96	1.96	1.96	0.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 2	1.47	1.47	0.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 3	1.47	1.47	1.47	0.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 4	1.47	1.47	1.47	0.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 5	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.49	0.00	0.00
O&M Equipos	0.24	0.24	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Administración y desarrollo	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
Derechos de paso, permisos etc.	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
Sub Contratistas	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57
Impuestos y seguros	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Total	25.71	25.71	24.85	21.54	19.09	19.09	19.09	18.60	18.11	18.11

Resultados

	0/1	2	3	4	5	6	7	8	9
Transporte MMM3D	0.00	3.50	4.25	5.00	5.25	5.50	6.00	6.50	6.88
Precio Transp (US\$/MMBTU)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
Conversión (BTU/m3)	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515
Precio (US\$/MMNM3)	43818	43818	43818	43818	43818	43818	43818	43818	43818
Ventas anuales(MMUS\$):	0.00	55.98	67.97	79.97	83.97	87.96	95.96	103.96	109.96
Costos Transporte hasta cabecera.									
TGN (Según Enargas)\$/mes/Nm3d	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Precio del Gas natural \$/MMSM3	52216	52216	52216	52216	52216	52216	52216	52216	52216
Precio del Gas Natural US\$/MMBTU	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
% gas Retenido (en TGN según Enargas)	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%
Costo mensual	0	161301	195866	230431	241952	253474	276517	299560	316842
Costo anual	0	1935617	2350393	2765168	2903426	3041685	3318201	3594718	3802106
Costo Transp Hasta Cabecera TGN MM US\$/año	0.00	1.94	2.35	2.77	2.90	3.04	3.32	3.59	3.80
Gas de Compresión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Consumo Gas de Compresión MMNM3D	0.00	0.01	0.02	0.05	0.06	0.07	0.10	0.12	0.14
Gas Comp MM BTU/año	0	130410	309023	640154	801715	963275	1286396	1608452	1847164
Costo Compresión MMUS\$/año	0.00	0.19	0.44	0.92	1.15	1.38	1.84	2.30	2.64
Costos anuales PersonalUS\$MM(1.5%Inv):	0.00	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Mantenimiento (1.5% Inv)	0.00	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Seguros (2% Inv)	0.00	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55
Costos Totales (MMUS\$/año)	0.00	15.07	15.74	16.63	17.00	17.37	18.11	18.85	19.39
Amorizaciones	0.00	19.82	24.72	24.72	24.72	24.72	25.71	25.71	25.71
EBIT	0.00	21.09	27.51	38.61	42.24	45.87	52.15	59.41	64.86
Intereses									
Tasa	0.0%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%
D/(E+D)	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Int Pagados	0.00	20.57	20.57	20.57	20.57	20.57	20.57	20.57	20.57
EBT	0.00	0.52	6.94	18.04	21.67	25.30	31.58	38.84	44.29
Credito fiscal	0.00	-0.18	-2.43	-6.32	-7.59	-8.86	-11.05	-13.59	-15.50
Cred Fisc. Acumulado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Impuestos (35% EBT)	0.00	0.18	2.43	6.32	7.59	8.86	11.05	13.59	15.50
Resultado Neto	0.00	0.34	4.51	11.73	14.09	16.45	20.53	25.25	28.79

Cont.

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Transporte MMM3D	7.25	7.63	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
Precio Transp (US\$/MMBTU)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
Conversión (BTU/m3)	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515
Precio (US\$/MMNM3)	43818	43818	43818	43818	43818	43818	43818	43818	43818	43818
Ventas anuales(MMUS\$):	115.95	121.95	127.95	127.95	127.95	127.95	127.95	127.95	127.95	127.95
Costos Transporte hasta cabecera.										
TGN (Según Enargas)/mes/Nm3d	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Precio del Gas natural \$/MMSM3	52216	52216	52216	52216	52216	52216	52216	52216	52216	52216
Precio del Gas Natural US\$/MMBTU	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
% gas Retenido (en TGN según Enargas)	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%
Costo mensual	334124	351407	368689	368689	368689	368689	368689	368689	368689	368689
Costo anual	4009493	4216881	4424268	4424268	4424268	4424268	4424268	4424268	4424268	4424268
Costo Transp Hasta Cabecera TGN MM US\$/año	4.01	4.22	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42
Gas de Compresión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Consumo Gas de Compresión MMNM3D	0.16	0.17	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
Gas Comp MM BTU/año	2085876	2331396	2740302	2740302	2740302	2740302	2740302	2740302	2740302	2740302
Costo Compresión MMUS\$/año	2.98	3.33	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Costos anuales PersonalUS\$MM(1.5%Inv):	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Mantenimiento (1.5% Inv)	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Seguros (2% inv)	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55
Costos Totales (MMUS\$/año)	19.94	20.50	21.29	21.29	21.29	21.29	21.29	21.29	21.29	21.29
Amorizaciones	25.71	25.71	25.71	25.71	24.85	21.54	19.09	19.09	19.09	18.60
EBIT	70.31	75.74	80.95	80.95	81.81	85.12	87.57	87.57	87.57	88.06
Intereses										
Tasa	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%
D/(E+D)	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Int Pagados	20.57	20.57	20.57	20.57	20.57	20.57	20.57	20.57	20.57	20.57
EBT	49.74	55.18	60.38	60.38	61.24	64.55	67.00	67.00	67.00	67.49
Credito fiscal	-17.41	-19.31	-21.13	-21.13	-21.43	-22.59	-23.45	-23.45	-23.45	-23.62
Cred Fisc. Acumulado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Impuestos (35% EBT)	17.41	19.31	21.13	21.13	21.43	22.59	23.45	23.45	23.45	23.62
Resultado Neto	32.33	35.86	39.25	39.25	39.80	41.96	43.55	43.55	43.55	43.87

Cont

	20	21	22	23	24	25	26
Transporte MMM3D	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
Precio Transp (US\$/MMBTU)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
Conversión (BTU/m3)	36515	36515	36516	36517	36518	36519	36520
Precio (US\$/MMNM3)	43818	43818	43819	43820	43822	43823	43824
Ventas anuales(MMUS\$):	127.95	127.95	127.95	127.96	127.96	127.96	127.97
Costos Transporte hasta cabecera.							
TGN (Según Enargas)\$/mes/Nm3d	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Precio del Gas natural \$/MMSM3	52216	52216	52218	52219	52221	52222	52224
Precio del Gas Natural US\$/MMBTU	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
% gas Retenido (en TGN según Enargas)	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%
Costo mensual	368689	368689	368690	368691	368692	368693	368694
Costo anual	4424268	4424268	4424281	4424294	4424307	4424320	4424332
Costo Transp Hasta Cabecera TGN MM US\$/año	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42
Gas de Compresión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Consumo Gas de Compresión MMNM3D	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
Gas Comp MM BTU/año	2740302	2740302	2740377	2740452	2740527	2740602	2740677
Costo Compresión MMUS\$/año	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92	3.92
Costos anuales PersonalUS\$MM(2%Inv):	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Mantenimiento (1.5% inv)	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Seguros (1.5% inv)	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55
Costos Totales (MMUS\$/año)	21.29	21.29	21.29	21.29	21.29	21.29	21.29
Amorizaciones	18.11	18.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EBIT	88.55	88.55	106.66	106.66	106.67	106.67	106.67
Intereses							
Tasa	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%
D/(E+D)	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Int Pagados	20.57	20.57	20.57	20.57	20.57	20.57	20.57
EBT	67.98	67.98	86.09	86.09	86.10	86.10	86.10
Credito fiscal	-23.79	-23.79	-30.13	-30.13	-30.13	-30.13	-30.14
Cred Fisc. Acumulado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Impuestos (35% EBT)	23.79	23.79	30.13	30.13	30.13	30.13	30.14
Resultado Neto	44.19	44.19	55.96	55.96	55.96	55.96	55.97

Cash Flow

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
EBIT * (1-t)	0.00	0.00	13.71	17.88	25.10	27.46	29.82	33.90	38.62	42.16	45.70	49.23
Amortizaciones	0.00	0.00	19.82	24.72	24.72	24.72	24.72	25.71	25.71	25.71	25.71	25.71
CF Operativo	0.00	0.00	33.52	42.60	49.82	52.18	54.54	59.60	64.32	67.86	71.40	74.94
Variación Cap Trabajo	0.00	0.00	0.58	0.06	0.06	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Capex	127.83	255.67	0.00	61.33	0.00	0.00	0.00	12.27	0.00	0.00	0.00	0.00
CFF	-127.83	-255.67	32.95	-18.79	49.77	52.17	54.53	47.31	64.30	67.85	71.39	74.92

Cont.

Año	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
EBIT * (1-t)	52.62	52.62	53.17	55.33	56.92	56.92	56.92	57.24	57.56	57.56	69.33	69.33
Amortizaciones	25.71	25.71	24.85	21.54	19.09	19.09	19.09	18.60	18.11	18.11	0.00	0.00
CF Operativo	78.32	78.32	78.02	76.86	76.01	76.01	76.01	75.83	75.66	75.66	69.33	69.33
Variación Cap Trabajo	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	2.00
Capex	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CFF	78.31	78.32	78.02	76.86	76.01	76.01	76.01	75.83	75.66	75.66	68.33	67.33

Cont.

Año	24	25	26
EBIT * (1-t)	69.33	69.33	69.34
Amortizaciones	0.00	0.00	0.00
CF Operativo	69.33	69.33	69.34
Variación Cap Trabajo	3.00	4.00	5.00
Capex	0.00	0.00	-18.40
CFF	66.33	65.33	82.74

WACC	10.08%
VAN(MM US\$)	76.96
VAN Final	80.75

2- Atacama
Amortizaciones

Item Inv	MUS\$	Año INV	Amortización(años)*	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EPC	214.21	0	20	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71
Tubos	98.70	0	20	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94
Planta Compresora1	8.47	0	12.5	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
Planta Compresora 2	30.14	2	12.5	0.00	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41	2.41
Planta Compresora 3	8.47	0	12.5	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
Planta Compresora 4	25.12	2	12.5	0.00	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01
Planta Compresora 5	15.07	6	12.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21
Planta Compresora 6	13.21	6	12.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06
O&M Equipos	3.00	0	12.5	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Administración y desarrollo	17.60	0	20	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
Derechos de paso, permisos etc.	11.00	0	20	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
Sub Contratistas	11.40	0	20	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57
Impuestos y seguros	3.00	0	20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Total Inv	459.373775		Total	19.39	23.81064	23.81064	23.81064	23.81064	26.07271	26.07271	26.07271	26.07271	26.07271

Item Inv	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
EPC	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71
Tubos	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94
Planta Compresora1	0.68	0.68	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 2	2.41	2.41	2.41	1.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 3	0.68	0.68	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 4	2.01	2.01	2.01	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 5	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	1.21	0.60	0.00	0.00
Planta Compresora 6	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06	0.53	0.00	0.00
O&M Equipos	0.24	0.24	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Administración y desarrollo	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
Derechos de paso, permisos etc.	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
Sub Contratistas	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57
Impuestos y seguros	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Total	26.07	26.07	25.28	22.27	20.06	20.06	20.06	18.93	17.80	17.80

Resultados

Año	0/1	2	3	4	5	6	7	8	9
Transporte MMM3D	0.00	3.50	4.25	5.00	5.25	5.50	6.00	6.50	6.88
Precio Transp (US\$/MMBTU)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
Conversión (BTU/m3)	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515
Precio (US\$/MMNM3)	43818	43818	43818	43818	43818	43818	43818	43818	43818
Ventas anuales(MMUS\$):	0	55.98	67.97	79.97	83.97	87.96	95.96	103.96	109.96
Gas de Compresión US\$/MMBTU	0	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
Consumo de Gas Comp. MMNM3D	0	0.026	0.043	0.071	0.084	0.097	0.124	0.150	0.170
Gas Comp MM BTU/año	0	340200	566763	939853	1119395	1292944	1646034	1998061	2260748
Costo Compresión MMUS\$/año	0	0.486	0.810	1.344	1.601	1.849	2.354	2.857	3.233
Costos anuales PersonalUS\$MM(1.5%Inv):	0	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Mantenimiento (1.5% Inv)	0	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Seguros (2% inv)	0	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55
Costos Totales (MMUS\$/año)	0	13.44	13.76	14.29	14.55	14.80	15.30	15.81	16.18
Amorizaciones	0	19.39	23.81	23.81	23.81	23.81	26.07	26.07	26.07
EBIT	0	23.15	30.40	41.86	45.60	49.35	54.58	62.08	67.70
Intereses	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tasa	0.0%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%
D/(E+D)	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Int Pagados	0	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67
EBT	0	2.48	9.73	21.19	24.93	28.68	33.91	41.41	47.03
Credito fiscal	0	-0.87	-3.41	-7.42	-8.73	-10.04	-11.87	-14.49	-16.46
Cred Fisc. Acumulado	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Impuestos (35% EBT)	0	0.87	3.41	7.42	8.73	10.04	11.87	14.49	16.46
Resultado Neto	0	1.61	6.32	13.77	16.21	18.64	22.04	26.91	30.57

Cont.

Año	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Transporte MMM3D	7.25	7.63	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
Precio Transp (US\$/MMBTU)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
Conversión (BTU/m3)	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515
Precio (US\$/MMNM3)	43818	43818	43818	43818	43818	43818	43818	43818	43818	43818
Ventas anuales(MMUS\$):	115.95	121.95	127.95	127.95	127.95	127.95	127.95	127.95	127.95	127.95
Gas de Compresión US\$/MMBTU	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
Consumo de Gas Comp. MMNM3D	0.189	0.209	0.242	0.242	0.242	0.242	0.242	0.242	0.242	0.242
Gas Comp MM BTU/año	2523436	2786938	3219820	3219820	3219820	3219820	3219820	3219820	3219820	3219820
Costo Compresión MMUS\$/año	3.609	3.985	4.604	4.604	4.604	4.604	4.604	4.604	4.604	4.604
Costos anuales PersonalUS\$MM(1.5%Inv):	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Mantenimiento (1.5% Inv)	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Seguros (2% Inv)	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55
Costos Totales (MMUS\$/año)	16.56	16.94	17.55	17.55	17.55	17.55	17.55	17.55	17.55	17.55
Amorizaciones	26.07	26.07	26.07	26.07	25.28	22.27	20.06	20.06	20.06	18.93
EBIT	73.32	78.94	84.32	84.32	85.12	88.13	90.34	90.34	90.34	91.47
Intereses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tasa	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%
D/(E+D)	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Int Pagados	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67
EBT	52.65	58.27	63.65	63.65	64.45	67.45	69.66	69.66	69.66	70.80
Credito fiscal	-18.43	-20.39	-22.28	-22.28	-22.56	-23.61	-24.38	-24.38	-24.38	-24.78
Cred Fisc. Acumulado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Impuestos (35% EBT)	18.43	20.39	22.28	22.28	22.56	23.61	24.38	24.38	24.38	24.78
Resultado Neto	34.22	37.88	41.37	41.37	41.89	43.85	45.28	45.28	45.28	46.02

Cont

Año	20	21	22	23	24	25	26
Transporte MMM3D	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
Precio Transp (US\$/MMBTU)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
Conversión (BTU/m3)	36515	36515	36516	36517	36518	36519	36520
Precio (US\$/MMNM3)	43818	43818	43819.2	43820.4	43821.6	43822.8	43824
Ventas anuales(MMUS\$):	127.95	127.95	127.95	127.96	127.96	127.96	127.97
Gas de Compresión US\$/MMBTU	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
Consumo de Gas Comp. MMNM3D	0.242	0.242	0.242	0.242	0.242	0.242	0.242
Gas Comp MM BTU/año	3219820	3219820	3219908	3219996	3220084	3220172	3220260
Costo Compresión MMUS\$/año	4.604	4.604	4.604	4.605	4.605	4.605	4.605
Costos anuales PersonalUS\$MM(1.5%Inv):	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Mantenimiento (1.5% Inv)	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Seguros (2% Inv)	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55
Costos Totales (MMUS\$/año)	17.55	17.55	17.55	17.55	17.55	17.56	17.56
Amorizaciones	17.80	17.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EBIT	92.60	92.60	110.40	110.40	110.40	110.41	110.41
Intereses	0	0	0	0	0	0	0
Tasa	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%
D/(E+D)	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Int Pagados	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67	20.67
EBT	71.93	71.93	89.73	89.73	89.73	89.74	89.74
Credito fiscal	-25.17	-25.17	-31.40	-31.41	-31.41	-31.41	-31.41
Cred Fisc. Acumulado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Impuestos (35% EBT)	25.17	25.17	31.40	31.41	31.41	31.41	31.41
Resultado Neto	46.75	46.75	58.32	58.32	58.33	58.33	58.33

Cash Flow

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
EBIT * (1-t)	0.00	0.00	15.05	19.76	27.21	29.64	32.08	35.48	40.35	44.00	47.66	51.31
Amortizaciones	0.00	0.00	19.39	23.81	23.81	23.81	23.81	26.07	26.07	26.07	26.07	26.07
CF Operativo	0.00	0.00	34.44	43.57	51.02	53.45	55.89	61.55	66.42	70.08	73.73	77.39
Variación Cap Trabajo	0.00	0.00	0.58	0.06	0.06	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Capex	187.92	187.92	0.00	55.26	0.00	0.00	0.00	28.28	0.00	0.00	0.00	0.00
CFF	-187.92	-187.92	33.86	-11.75	50.97	53.44	55.88	33.26	66.40	70.06	73.72	77.37

Cont.

Año	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
EBIT * (1-t)	54.81	54.81	55.33	57.28	58.72	58.72	58.72	59.45	60.19	60.19	71.76	71.76
Amortizaciones	26.07	26.07	25.28	22.27	20.06	20.06	20.06	18.93	17.80	17.80	0.00	0.00
CF Operativo	80.88	80.88	80.60	79.55	78.78	78.78	78.78	78.38	77.98	77.98	71.76	71.76
Variación Cap Trabajo	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	2.00
Capex	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CFF	80.87	80.88	80.60	79.55	78.78	78.78	78.78	78.38	77.98	77.98	70.76	69.76

Cont.

Año	24	25	26
EBIT * (1-t)	71.76	71.76	71.77
Amortizaciones	0.00	0.00	0.00
CF Operativo	71.76	71.76	71.77
Variación Cap Trabajo	3.00	4.00	5.00
Capex	0.00	0.00	-20.09
CFF	68.76	67.76	86.86

WACC	10.08%
VAN	88.98



Anexo E
Evaluación Económica (dos ductos en operación)

1-Norandino
Amortizaciones

Item Inversión	MUS\$	Año INV	Amortización (años)*	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EPC	220.4	0	20.0	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02
Tubos	98.7	0	20.0	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94
Planta Compresora1	24.5	XX	12.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 2	18.4	0	12.5	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47	1.47
Planta Compresora 3	18.4	XX	12.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 4	18.4	XX	12.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 5	12.3	XX	12.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O&M Equipos	3.0	0	12.5	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Administración y desarrollo	17.6	0	20.0	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
Derechos de paso, permisos etc.	11.0	0	20.0	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
Sub Contratistas	11.4	0	20.0	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57
Impuestos y seguros	3.0	0	20.0	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Total Inv	457.1		Total:	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82

Cont

Item Inversión	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
EPC	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02
Tubos	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94
Planta Compresora1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 2	1.47	1.47	0.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O&M Equipos	0.24	0.24	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Administración y desarrollo	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
Derechos de paso, permisos etc.	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
Sub Contratistas	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57
Impuestos y seguros	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Total	19.82	19.82	18.96	18.11	18.11	18.11	18.11	18.11	18.11	18.11

Resultados

	0/1	2	3	4	5	6	7	8	9
Transporte MMM3D	0.00	0.90	0.90	1.59	0.62	2.75	3.00	3.25	3.44
Precio Transp (US\$/MMBTU)	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
Conversión (BTU/m3)	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515
Precio (US\$/MMNM3)	38341	38341	38341	38341	38341	38341	38341	38341	38341
Ventas anuales(MMUS\$):	0.00	12.56	12.56	22.25	8.64	38.48	41.98	45.48	48.11
Costos Transporte hasta cabecera.									
TGN (Según Enargas)\$/mes/Nm3d	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Precio del Gas natural \$/MMSM3	52216	52216	52216	52216	52216	52216	52216	52216	52216
Precio del Gas Natural US\$/MMBTU	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
% gas Retenido (en TGN según Enargas)	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%
Costo mensual	0	41368	41368	73286	28461	126737	138258	149780	158421
Costo anual	0	496412	496412	879434	341528	1520842	1659101	1797359	1901053
Costo Transp Hasta Cabecera TGN MM US\$/año	0.00	0.50	0.50	0.88	0.34	1.52	1.66	1.80	1.90
Gas de Compresión									
Consumo Gas de Compresión MMNM3D	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.02	0.02
Gas Comp MM BTU/año	0	0	0	0	0	144718	189943	235167	269086
Costo Compresión MMUS\$/año	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.27	0.34	0.38
Costos anuales PersonalUS\$MM(1.5%Inv):	0.00	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Mantenimiento (1.5% inv)	0.00	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Seguros (2% inv)	0.00	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55
Costos Totales (MMUS\$/año)	0.00	13.45	13.45	13.83	13.29	14.68	14.88	15.08	15.24
Amorizaciones	0.00	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82
EBIT	0.00	-20.70	-20.70	-11.39	-24.47	3.99	7.29	10.58	13.05
Intereses									
Tasa	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%
D/(E+D)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Int Pagados	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EBT	0.00	-20.70	-20.70	-11.39	-24.47	3.99	7.29	10.58	13.05
Credito fiscal	0.00	7.25	7.25	3.99	8.56	-1.40	-2.55	-3.70	-4.57
Cred Fisc. Acumulado	0.00	7.25	14.49	18.48	27.04	25.65	23.10	19.39	14.82
Impuestos (35% EBT)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Resultado Neto	0.00	-20.70	-20.70	-11.39	-24.47	3.99	7.29	10.58	13.05

Cont.

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Transporte MMM3D	3.63	3.81	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Precio Transp (US\$/MMBTU)	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
Conversión (BTU/m3)	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515
Precio (US\$/MMNM3)	38341	38341	38341	38341	38341	38341	38341	38341	38341	38341
Ventas anuales(MMUS\$):	50.73	53.35	55.98	55.98	55.98	55.98	55.98	55.98	55.98	55.98
Costos Transporte hasta cabecera.										
TGN (Según Enargas)\$/mes/Nm3d	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Precio del Gas natural \$/MMSM3	52216	52216	52216	52216	52216	52216	52216	52216	52216	52216
Precio del Gas Natural US\$/MMBTU	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
% gas Retenido (en TGN según Enargas)	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%
Costo mensual	167062	175703	184345	184345	184345	184345	184345	184345	184345	184345
Costo anual	2004747	2108440	2212134	2212134	2212134	2212134	2212134	2212134	2212134	2212134
Costo Transp Hasta Cabecera TGN MM US\$/año	2.00	2.11	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21
Gas de Compresión										
Consumo Gas de Compresión MMNM3D	0.02	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Gas Comp MM BTU/año	303004	336922	216011	216011	216011	216011	216011	216011	216011	216011
Costo Compresión MMUS\$/año	0.43	0.48	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31
Costos anuales PersonalUS\$MM(1.5%Inv):	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Mantenimiento (1.5% Inv)	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Seguros (2% Inv)	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55
Costos Totales (MMUS\$/año)	15.39	15.54	15.47	15.47	15.47	15.47	15.47	15.47	15.47	15.47
Amorizaciones	19.82	19.82	19.82	19.82	18.96	18.11	18.11	18.11	18.11	18.11
EBIT	15.52	18.00	20.69	20.69	21.55	22.40	22.40	22.40	22.40	22.40
Intereses										
Tasa	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%
D/(E+D)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Int Pagados	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EBT	15.52	18.00	20.69	20.69	21.55	22.40	22.40	22.40	22.40	22.40
Credito fiscal	-5.43	-6.30	-7.24	-7.24	-7.54	-7.84	-7.84	-7.84	-7.84	-7.84
Cred Fisc. Acumulado	9.39	3.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Impuestos (35% EBT)	0.00	0.00	4.15	7.24	7.54	7.84	7.84	7.84	7.84	7.84
Resultado Neto	15.52	18.00	16.54	13.45	14.00	14.56	14.56	14.56	14.56	14.56

Cont

	20	21	22	23	24	25	26
Transporte MMM3D	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Precio Transp (US\$/MMBTU)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
Conversión (BTU/m3)	36515	36515	36516	36517	36518	36519	36520
Precio (US\$/MMNM3)	43818	43818	43819	43820	43822	43823	43824
Ventas anuales(MMUS\$):	127.95	127.95	127.95	127.96	127.96	127.96	127.97
Costos Transporte hasta cabecera.							
TGN (Según Enargas)\$/mes/Nm3d	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Precio del Gas natural \$/MMSM3	52216	52216	52218	52219	52221	52222	52224
Precio del Gas Natural US\$/MMBTU	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
% gas Retenido (en TGN según Enargas)	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%	0.31%
Costo mensual	184345	184345	184345	184346	184346	184347	184347
Costo anual	2212134	2212134	2212141	2212147	2212153	2212160	2212166
Costo Transp Hasta Cabecera TGN MM US\$/año	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21
Gas de Compresión							
Consumo Gas de Compresión MMNM3D	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03
Gas Comp MM BTU/año	216011	216011	216017	364849	364859	364869	364879
Costo Compresión MMUS\$/año	0.31	0.31	0.31	0.52	0.52	0.52	0.52
Costos anuales PersonalUS\$MM(2%Inv):	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Mantenimiento (1.5% Inv)	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Seguros (1.5% Inv)	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55
Costos Totales (MMUS\$/año)	15.47	15.47	15.47	15.68	15.68	15.68	15.68
Amorizaciones	18.11	18.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EBIT	22.40	22.40	40.51	40.30	40.30	40.30	40.30
Intereses							
Tasa	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%
D/(E+D)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Int Pagados	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EBT	22.40	22.40	40.51	40.30	40.30	40.30	40.30
Credito fiscal	-7.84	-7.84	-14.18	-14.10	-14.10	-14.10	-14.11
Cred Fisc. Acumulado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Impuestos (35% EBT)	7.84	7.84	14.18	14.10	14.10	14.10	14.11
Resultado Neto	14.56	14.56	26.33	26.19	26.19	26.19	26.20

Cash Flow

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
EBIT * (1-t)	0.00	0.00	-13.46	-13.46	-7.41	-15.90	2.59	4.74	6.88	8.48	10.09	11.70
Amortizaciones	0.00	0.00	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82	19.82
CF Operativo	0.00	0.00	6.36	6.36	12.41	3.91	22.41	24.55	26.69	28.30	29.91	31.51
Variación Cap Trabajo	0.00	0.00	0.21	0.00	0.16	-0.22	0.36	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Capex	127.83	255.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CFF	-127.83	-255.67	6.15	6.36	12.26	4.13	22.05	24.53	26.67	28.28	29.89	31.50

Cont.

Año	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
EBIT * (1-t)	13.45	13.45	14.00	14.56	14.56	14.56	14.56	14.56	14.56	14.56	26.33	26.19
Amortizaciones	19.82	19.82	18.96	18.11	18.11	18.11	18.11	18.11	18.11	18.11	18.11	0.00
CF Operativo	33.27	33.27	32.97	32.67	32.67	32.67	32.67	32.67	32.67	32.67	32.67	26.33
Variación Cap Trabajo	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Capex	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CFF	33.25	33.27	32.97	32.67	32.67	32.67	32.67	32.67	32.67	32.67	26.33	26.19

Cont.

Año	24	25	26
EBIT * (1-t)	26.19	26.19	26.20
Amortizaciones	0.00	0.00	0.00
CF Operativo	26.19	26.19	26.20
Variación Cap Trabajo	0.00	0.00	0.00
Capex	0.00	0.00	-3.68
CFF	26.19	26.19	29.88

WACC	16.00%
VAN(MM US\$)	-215.24
VAN Final	-231.82

2- Atacama
Amortizaciones

Item Inv	MUS\$	Año INV	Amortización(años)*	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EPC	214.21	0	20	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71
Tubos	98.70	0	20	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94
Planta Compresora1	8.47	0	12.5	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
Planta Compresora 2	30.14	XX	12.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 3	8.47	0	12.5	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
Planta Compresora 4	25.12	XX	12.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 5	15.07	XX	12.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 6	13.21	XX	12.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O&M Equipos	3.00	0	12.5	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24
Administración y desarrollo	17.60	0	20	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
Derechos de paso, permisos etc.	11.00	0	20	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
Sub Contratistas	11.40	0	20	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57
Impuestos y seguros	3.00	0	20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Total Inv	459.373775		Total	19.39	19.39008	19.39008	19.39008	19.39008	19.39008	19.39008	19.39008	19.39008	19.39008

Item Inv	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
EPC	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71	10.71
Tubos	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94	4.94
Planta Compresora1	0.68	0.68	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 3	0.68	0.68	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta Compresora 6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O&M Equipos	0.24	0.24	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Administración y desarrollo	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
Derechos de paso, permisos etc.	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
Sub Contratistas	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57
Impuestos y seguros	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Total	19.39	19.39	18.59	17.80	17.80	17.80	17.80	17.80	17.80	17.80

Resultados

Año	0/1	2	3	4	5	6	7	8	9
Transporte MMM3D	0.00	1.00	1.36	2.19	2.20	2.45	3.00	3.25	3.44
Precio Transp (US\$/MMBTU)	1.25	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
Conversión (BTU/m3)	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515
Precio (US\$/MMNM3)	45643.75	38340.75	38340.75	38340.75	38340.75	38340.75	38340.75	38340.75	38340.75
Ventas anuales(MMUS\$):	0	13.99	19.09	30.62	30.74	34.24	41.98	45.48	48.11
Gas de Compresión US\$/MMBTU	0	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
Consumo de Gas Comp. MMNM3D	0	0.014	0.029	0.058	0.070	0.083	0.110	0.135	0.154
Gas Comp MM BTU/año	0	190350	391771	771306	934633	1109924	1466215	1803257	2053956
Costo Compresión MMUS\$/año	0	0.272	0.560	1.103	1.337	1.587	2.097	2.579	2.937
Costos anuales PersonalUS\$MM(1.5%Inv):	0	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Mantenimiento (1.5% Inv)	0	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Seguros (2% inv)	0	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55
Costos Totales (MMUS\$/año)	0	13.22	13.51	14.05	14.29	14.54	15.05	15.53	15.89
Amorizaciones	0	19.39	19.39	19.39	19.39	19.39	19.39	19.39	19.39
EBIT	0	-18.62	-13.81	-2.82	-2.94	0.31	7.55	10.56	12.83
Intereses	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tasa	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
D/(E+D)	0.443517	0.443517	0.443517	0.443517	0.443517	0.443517	0.443517	0.443517	0.443517
Int Pagados	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EBT	0	-18.62	-13.81	-2.82	-2.94	0.31	7.55	10.56	12.83
Credito fiscal	0	6.52	4.83	0.99	1.03	-0.11	-2.64	-3.70	-4.49
Cred Fisc. Acumulado	0	6.52	11.35	12.34	13.36	13.26	10.61	6.92	2.43
Impuestos (35% EBT)	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Resultado Neto	0	-18.62	-13.81	-2.82	-2.94	0.31	7.55	10.56	12.83

Cont.

Año	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Transporte MMM3D	3.63	3.81	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Precio Transp (US\$/MMBTU)	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
Conversión (BTU/m3)	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515	36515
Precio (US\$/MMNM3)	38340.75	38340.75	38340.75	38340.75	38340.75	38340.75	38340.75	38340.75	38340.75	38340.75
Ventas anuales(MMUS\$):	50.73	53.35	55.98	55.98	55.98	55.98	55.98	55.98	55.98	55.98
Gas de Compresión US\$/MMBTU	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
Consumo de Gas Comp. MMNM3D	0.173	0.209	0.242	0.242	0.242	0.242	0.242	0.242	0.242	0.242
Gas Comp MM BTU/año	2304656	2786938	3219820	3219820	3219820	3219820	3219820	3219820	3219820	3219820
Costo Compresión MMUS\$/año	3.296	3.660	4.261	4.261	4.261	4.261	4.261	4.261	4.261	4.261
Costos anuales PersonalUS\$MM(1.5%Inv):	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Mantenimiento (1.5% Inv)	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Seguros (2% Inv)	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55
Costos Totales (MMUS\$/año)	16.25	16.61	17.21	17.21	17.21	17.21	17.21	17.21	17.21	17.21
Amorizaciones	19.39	19.39	19.39	19.39	18.59	17.80	17.80	17.80	17.80	17.80
EBIT	15.09	17.35	19.38	19.38	20.17	20.97	20.97	20.97	20.97	20.97
Intereses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tasa	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
D/(E+D)	0.443516973	0.443516973	0.443516973	0.443516973	0.443516973	0.443516973	0.443516973	0.443516973	0.443516973	0.443516973
Int Pagados	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EBT	15.09	17.35	19.38	19.38	20.17	20.97	20.97	20.97	20.97	20.97
Credito fiscal	-5.28	-6.07	-6.78	-6.78	-7.06	-7.34	-7.34	-7.34	-7.34	-7.34
Cred Fisc. Acumulado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Impuestos (35% EBT)	5.28	6.07	6.78	6.78	7.06	7.34	7.34	7.34	7.34	7.34
Resultado Neto	9.81	11.28	12.59	12.59	13.11	13.63	13.63	13.63	13.63	13.63

Cont

Año	20	21	22	23	24	25	26
Transporte MMM3D	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Precio Transp (US\$/MMBTU)	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
Conversión (BTU/m3)	36515	36515	36516	36517	36518	36519	36520
Precio (US\$/MMNM3)	38340.75	38340.75	38341.8	38342.85	38343.9	38344.95	38346
Ventas anuales(MMUS\$):	55.98	55.98	55.98	55.98	55.98	55.98	55.99
Gas de Compresión US\$/MMBTU	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
Consumo de Gas Comp. MMNM3D	0.242	0.242	0.242	0.242	0.242	0.242	0.242
Gas Comp MM BTU/año	3219820	3219908	3219996	3220084	3220172	3220260	0
Costo Compresión MMUS\$/año	4.261	4.261	4.262	4.262	4.262	4.262	4.262
Costos anuales PersonalUS\$MM(1.5%Inv):	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Mantenimiento (1.5% Inv)	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70
Seguros (2% Inv)	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55	5.55
Costos Totales (MMUS\$/año)	17.21	17.21	17.21	17.21	17.21	17.21	17.21
Amorizaciones	17.80	17.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EBIT	20.97	20.97	38.77	38.77	38.77	38.77	38.77
Intereses	0	0	0	0	0	0	0
Tasa	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
D/(E+D)	0.443516973	0.443516973	0.443516973	0.443516973	0.443516973	0.443516973	0.443516973
Int Pagados	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EBT	20.97	20.97	38.77	38.77	38.77	38.77	38.77
Credito fiscal	-7.34	-7.34	-13.57	-13.57	-13.57	-13.57	-13.57
Cred Fisc. Acumulado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Impuestos (35% EBT)	7.34	7.34	13.57	13.57	13.57	13.57	13.57
Resultado Neto	13.63	13.63	25.20	25.20	25.20	25.20	25.20

Cash Flow

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
EBIT * (1-t)	0.00	0.00	-12.10	-8.97	-1.83	-1.91	0.20	4.90	6.87	8.34	9.81	11.28
Amortizaciones	0.00	0.00	19.39	19.39	19.39	19.39	19.39	19.39	19.39	19.39	19.39	19.39
CF Operativo	0.00	0.00	7.29	10.42	17.56	17.48	19.59	24.30	26.26	27.73	29.20	30.67
Variación Cap Trabajo	0.00	0.00	0.24	0.08	0.14	0.00	0.02	0.05	0.02	0.02	0.02	0.02
Capex	187.92	187.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CFF	-187.92	-187.92	7.05	10.33	17.41	17.48	19.57	24.25	26.23	27.71	29.18	30.65

Cont.

Año	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
EBIT * (1-t)	12.59	12.59	13.11	13.63	13.63	13.63	13.63	13.63	13.63	13.63	25.20	25.20
Amortizaciones	19.39	19.39	18.59	17.80	17.80	17.80	17.80	17.80	17.80	17.80	0.00	0.00
CF Operativo	31.98	31.98	31.71	31.43	31.43	31.43	31.43	31.43	31.43	31.43	25.20	25.20
Variación Cap Trabajo	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.62	0.00
Capex	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CFF	31.97	31.98	31.71	31.43	31.43	31.43	31.43	31.43	31.43	31.43	25.82	25.20

Cont.

Año	24	25	26
EBIT * (1-t)	25.20	25.20	25.20
Amortizaciones	0.00	0.00	0.00
CF Operativo	25.20	25.20	25.20
Variación Cap Trabajo	0.00	0.00	0.00
Capex	0.00	0.00	0.00
CFF	25.20	25.20	25.20

WACC	11.62%
VAN	-176.64