



TRABAJO DE TESIS MAESTRÍA EN ENERGÍA Y AMBIENTE

ESTUDIO DE PRE FACTIBILIDAD PARA EL REEMPLAZO DE ENERGÍA TÉRMICA POR EÓLICA, EN EL YACIMIENTO CERRO DRAGÓN, CHUBUT-SANTA CRUZ ARGENTINA

Patricio García Bes
Ingeniero en Recursos Naturales y Medio Ambiente
Universidad Nacional del Salta

Tutor
Dr. Ing Patricio Neffa
Operations Director en GENNEIA S.A.

Directora de la Maestría
Dra. Ing. Cecilia Smoglie

Ciudad Autonoma de Buenos Aires

19/02/2016

Resumen

La humanidad necesita energía para su subsistencia, pero la quema de hidrocarburos para obtener dicha energía, trae aparejada la emisión de gases que propician el calentamiento global. En la búsqueda de reducir la quema de gas para incrementar su venta y evitar emisiones, se analizó la pre factibilidad técnico-económica de generar energía eléctrica a través de un parque eólico de 40 MW nominales en la Patagonia Argentina, con la finalidad de satisfacer parte de la demanda de energía eléctrica del Yacimiento de hidrocarburos “Cerro Dragón”. Esta energía reemplazaría a la generada en turbinas que funcionan con gas natural. El ingreso económico de este proyecto está dado por la venta del gas que se ahorra de quemar.

Se pudo comprobar el alto potencial local para la generación de energía eólica y, tras haber establecido un diseño básico del parque, se pudo estimar los costos de inversión, costos operativos y cantidad de energía producida. Con estos valores se calculó la Tasa Interna de Retorno (TIR) para un rango de precios de venta de gas natural.

Del estudio surge que se reduciría la quema de gas natural a razón de 136.200 m³/día, lo cual evitaría la emisión de 97,930 t CO_{2e} por año.

Con un valor de venta del gas de 6 USD/MMBtu, un factor de capacidad del 46 % y un CAPEX de 2000 a 1700 USD/kW, se obtuvo una TIR del orden del 2,8 – 5,3 %..

Abstract

Mankind needs energy for their livelihood, but burning hydrocarbons for this energy brings about the emission of gases that promote global warming. In seeking to reduce gas flaring to decrease emissions and increase sales, pre technical and economic feasibility was analyzed, of generating electricity through a wind farm of nominal 40 MW in Patagonia Argentina, in order to satisfy part of the electricity demand of hydrocarbon reservoir "Cerro Dragon". This would replace the energy generated by turbines that run on natural gas. The income of this project is given by the sale of gas saved from burning.

It was verified the high local natural potential for wind power generation and, having established a basic design of the park, it was estimated capital costs, operating costs and amount of energy produced. With these values the Internal Rate of Return (IRR) was calculated for a range of prices for natural gas.

The study shows that the burning of natural gas would be reduced at a rate of 136,200 m³ / day, which would avoid the emission of 97.930 t CO₂e per year.

With a gas sale value of \$ 6 / MMBtu, capacity factor of 46% and CAPEX of 2000-1700 USD / kW, it was obtained an IRR of around 2.8 - 5.3% .

Índice

1. Introducción.....	1
2. Objetivo	6
3. Metodología y área de estudio.....	7
3.1. Metodología	7
3.2. Área de Estudio	8
4. Resultados.....	11
4.1. Sistema eléctrico en Cerro Dragón.....	11
4.2. Evaluación del recurso eólico	13
4.3. Parque Eólico Dragón	15
4.3.1. Potencia Nominal.....	15
4.3.2. Micrositing.....	16
4.3.3. Factor de capacidad (FC).....	20
4.3.4. Análisis de producción energética	20
4.3.5. Orden de despacho de la energía eólica.....	20
4.3.6. Potencial gas natural liberado	21
4.3.7. Valorización del gas natural liberado	22
4.3.8. Reducción en la emisión de GEI.....	23
4.3.9. Costos de Inversión (CAPEX).....	27

4.3.10.	Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX)	29
4.3.11.	Cronograma de Obras.....	29
4.3.12.	Análisis financiero del parque eólico Cerro Dragón.	33
5.	Conclusiones.....	37
6.	Bibliografía.....	39
6.1.	Otras fuentes de datos	40
	Información Geográfica existente en el SIG de.....	40
	Base de Planeamiento Integrado de actividades en yacimiento:	40
	Fabricante de Aerogeneradores:	40
7.	Anexos	41
7.1.	Abreviaturas	41
7.2.	Diagrama de Gantt	43
		43

1. Introducción

La humanidad particularmente durante los últimos 100 años ha incrementado el uso de los combustibles fósiles para producir energía y mejorar sistemáticamente su nivel de vida.

El uso de este tipo de combustible está vinculado con la emisión de gases como el CO₂, metano, óxidos de nitrógeno a la atmósfera. Estos gases se asocian con el calentamiento global haciendo que la temperatura media de la superficie del planeta se eleve, punto en el que la mayoría de los científicos están de acuerdo. El periodo 1983-2012 fue probablemente el período de 30 años más cálido de los últimos 1400 años en el hemisferio norte (sitio en el cual por la presencia de datos esta afirmación se puede realizar). Los datos de la temperatura promedio combinada de la superficie de la tierra y del océano a nivel mundial muestran una tendencia lineal de calentamiento de 0,85 [0,65 a 1,06] ° C durante el período 1880-2012 (IPCC.2014), ver Figura 1

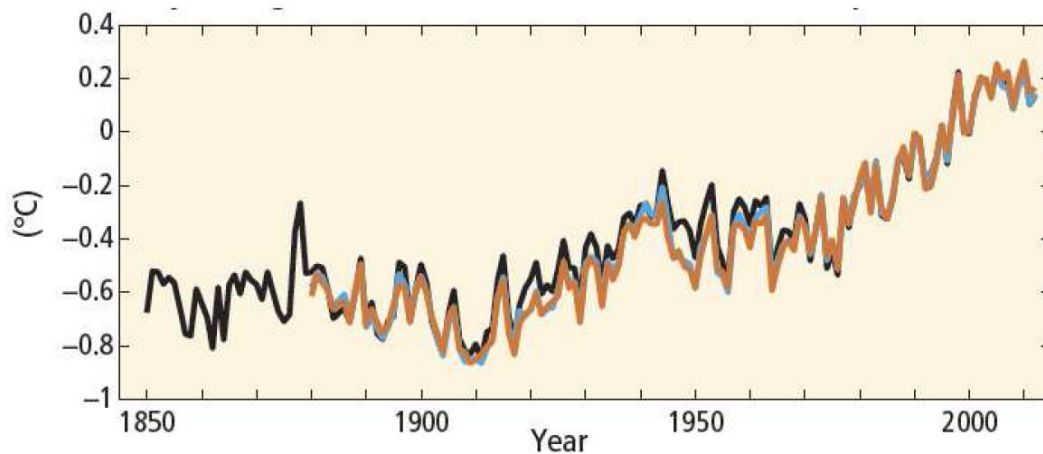


Figura 1: Promedio de anomalía térmica de la superficie de la tierra y de los océanos.

Fuente:(IPPC.2014).

Estos incrementos de temperatura producen un cambio en el equilibrio térmico del planeta, generando cambios nivel global tanto del clima como de los biomas, afectando así a la economía y la vida en el planeta.

La quema de combustibles fósiles produce alrededor de 21,3 giga toneladas de CO₂ por año, pero se estima que los procesos naturales pueden absorber solamente alrededor de la mitad de esa cantidad, por lo que hay un aumento neto de 10,65 giga toneladas de dióxido de carbono en la atmósfera por año (una tonelada de carbono en la atmósfera es equivalente a 44/12 o 3,7 toneladas de dióxido de carbono).

La concentración de dióxido de carbono en la atmósfera en consecuencia, ha aumentado de solo 280 ppm antes de la revolución industrial a 390 ppm en el año 2014. Diversos escenarios se proyectan a futuro algunos de los cuales señalan el aumento hasta valores de 570 ppm.

Otros tipos de generación de energía se desarrollaron, partiendo de aprovechar las reacciones nucleares, como de la energía proveniente del sol (energía solar, eólica e hidráulica). Estas últimas cuentan con la propiedad de contar con bajas tasas de emisión de gases efecto invernadero. Por lo que la generación de energía utilizando las mismas propicia una atenuación del calentamiento global.

Muchos esfuerzos se realizaron a nivel mundial para reducir el calentamiento global, no obstante la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI), asociado a la generación de energía sigue en aumento. Ver Figura 2

La Patagonia Argentina es una región amplia e inhóspita, caracterizada por la presencia de importantes recursos naturales, tanto no renovables (gas y petróleo) como renovables (viento).

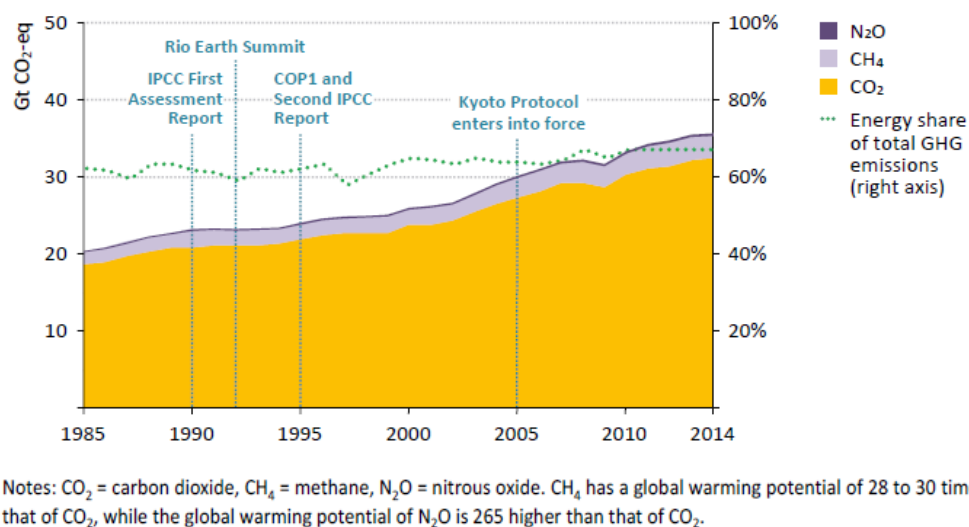


Figura 2: Emisión de GEI antropogénica vinculada a la generación de energía por tipo.(IEA and EC/PBL.2014).

En varias regiones de la Patagonia existe la presencia de actividad petrolera, la cual necesita una fuente de energía constante y confiable para poder motorizar sus procesos.

Muchas operaciones petroleras recurren a la generación de energía térmica (producto de la quema del mismo gas que ellas producen y venden). No obstante la presencia de un importante recurso natural renovable, como es el viento, introduce una alternativa interesante para la generación de energía limpia. La generación de esta energía renovable, entonces, permitiría reemplazar parcialmente la quema de gas para la producción de energía eléctrica, posibilitando así la reducción de en la emisión de gases de efecto invernadero y posibilitando que dicho gas no quemado pueda ser incorporado al circuito de venta, incrementando de esta manera la producción de hidrocarburos de la cuenca.

El incremento en el suministro de gas no es un tema menor en el contexto energético actual de la Argentina, dado que la participación de dicho gas en la matriz nacional es alta (¡Error! o se encuentra el origen de la referencia.):

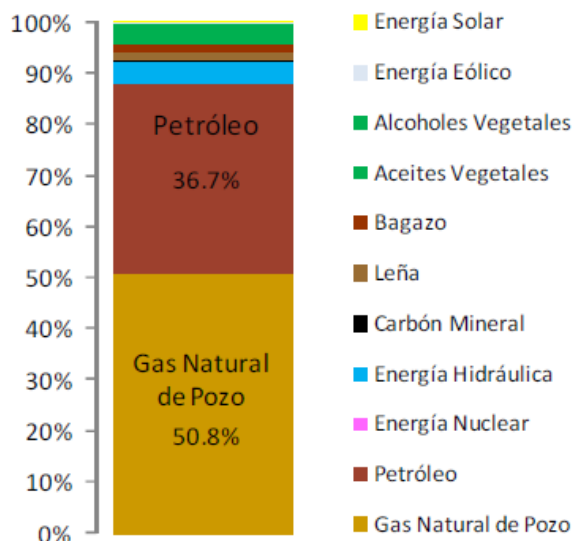


Figura 3: Producción de energía primaria por fuente (SE, Flujograma 2014).

La producción de gas natural en el país viene decreciendo en los últimos 10 años (Figura 4), por lo que la producción de gas natural, es un tema vigente y de gran importancia en el contexto energético nacional.

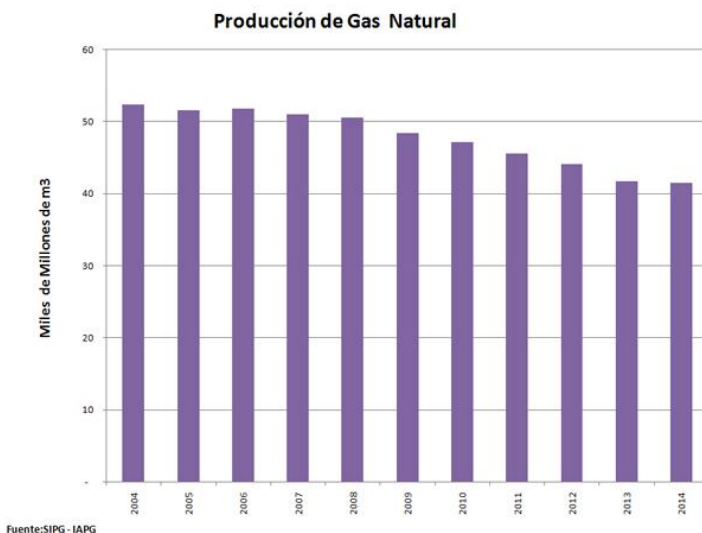


Figura 4: Producción anual de Gas Natural en la Argentina (Fuente: IAPG)

El incremento en entrega de gas por parte de la productora al sistema nacional trae aparejado beneficios tanto a la productora como a la nación Argentina. La productora

percibe un mayor retorno económico (producto de la venta de este gas); este incremento de entrega de gas le ayuda a cumplir con el compromiso de incremento de producción. Mientras que a la Nación Argentina le posibilita contar con más fuente primaria de energía, lo que permite la reducción en la importación de combustibles.

2. Objetivo

El objetivo general del presente trabajo es estudiar la pre factibilidad técnica y económica para el reemplazo de energía térmica por eólica, en la generación de energía eléctrica en el yacimiento Cerro Dragón.

En particular se persigue:

- Ponderar el potencial existente vinculado a la generación de energía eólica, en el área de estudio.
- Establecer y evaluar los costos, de las instalaciones necesarias a construir para poder producir energía eólica (con una potencia nominal de 40 MW).
- Ponderar y valorar los beneficios obtenidos del reemplazo de la fuente de generación térmica.
- Calcular los Indicadores financieros para este proyecto.
- Definir un plan de desarrollo tentativo para el proyecto.

3. Metodología y área de estudio

3.1. Metodología

Atendiendo a que el presente trabajo persigue el objetivo genérico de estudiar la pre-factibilidad tecnico-economica, para su confección se compilaron los datos primarios existentes del sitio de estudio.

Dichos datos se pueden agrupar en aquellos vinculados a la generación de energía eólica y aquellos vinculados a la generación con turbinas de gas.

Los datos compilados, vinculados al potencial de generación de energía eólica, fueron:

- Datos climáticos de dos torres de medición emplazadas en el sitio de estudio.
- Documento del Análisis de producción Energética del parque Eólico Germanas en Argentina.(Garra Hassan.2009)
- Datos de topografía e infraestructura del área de estudio.
- Ingeniería y pre proyecto para la conexión de las turbinas eólica a la red de suministro eléctrico.
- Presupuesto de materiales y obras necesarias para la construcción y puesta en funcionamiento del parque eólico.

Los datos primarios compilados vinculados a la generación térmica fueron:

- Características técnicas de las turbinas instaladas
- Datos de consumo y producción energética de las turbinas

En base a los datos vinculados a la generación eólica compilados, se establecerá el potencial energético del sitio, como así también se definirán las instalaciones mínimas necesarias para su conexión a la red y finalmente, utilizando cotizaciones de mercado, se

obtendrán los valores de inversión necesarios para el montaje, operación y mantenimiento para el parque.

Mientras que partiendo de la información compilada vinculada a la generación de energía térmica se podrá:

- Caracterizar el sistema de generación eléctrica térmica del yacimiento.
- Cuantificar el volumen de gas que se evitara quemar.
- Cuantificar las reducciones en emisiones de CO₂e y su valor como bonos de carbono.

Utilizando los valores de costo de generación de la energía eólica y la cantidad de gas natural que se evita de quemar, se podrá establecer una relación entre:

- 1) m³ de gas ahorrado de quemar por cada MW de Energía Eólica generado.
- 2) Costo equivalente (partiendo del valor del MW de energía Eólica) de ahorro de cada m³ de gas no quemado.
- 3) Establecer una relación para obtener la Tasa Interna de Retorno (TIR) a partir de la relación del precio del m³ de gas natural de venta en el mercado y el costo equivalente del gas ahorrado por la generación eólica.

Para la elaboración de este estudio se accedió y manejo información de carácter confidencial, tanto de PAE como de la empresa que cotizo el suministro y montaje de los aerogeneradores. Dicha información básica, si bien fue utilizada para soportar este documento, no será expuesta para preservar la confidencialidad de la misma.

3.2. Área de Estudio

El área de estudio está emplazada en el sur de la Provincia de Chubut y en el norte de la provincia de Santa Cruz, en la República Argentina.

La existencia de hidrocarburos en el sitio, propicio el desarrollo de actividades de exploración y explotación de gas y petróleo.

Actualmente, la actividad de explotación de hidrocarburos utiliza como fuente de energía a la electricidad, la cual es generada en plantas de generación pertenecientes a las operadoras petroleras, ubicadas generalmente dentro del yacimiento. Estas plantas generan energía a través de la quema de gas natural en diferentes turbinas.

El presente estudio se desarrolla en el área de concesión Cerro Dragón, esta cuenta con 3400 km² de superficie, distribuidos en las provincias de Chubut y Santa Cruz y es operada por Pan American Energy (PAE). En esta área, actualmente, se encuentran un total de 4033 pozo operativos, 165 instalaciones (plantas y baterías) y 4 plantas de generación eléctrica.

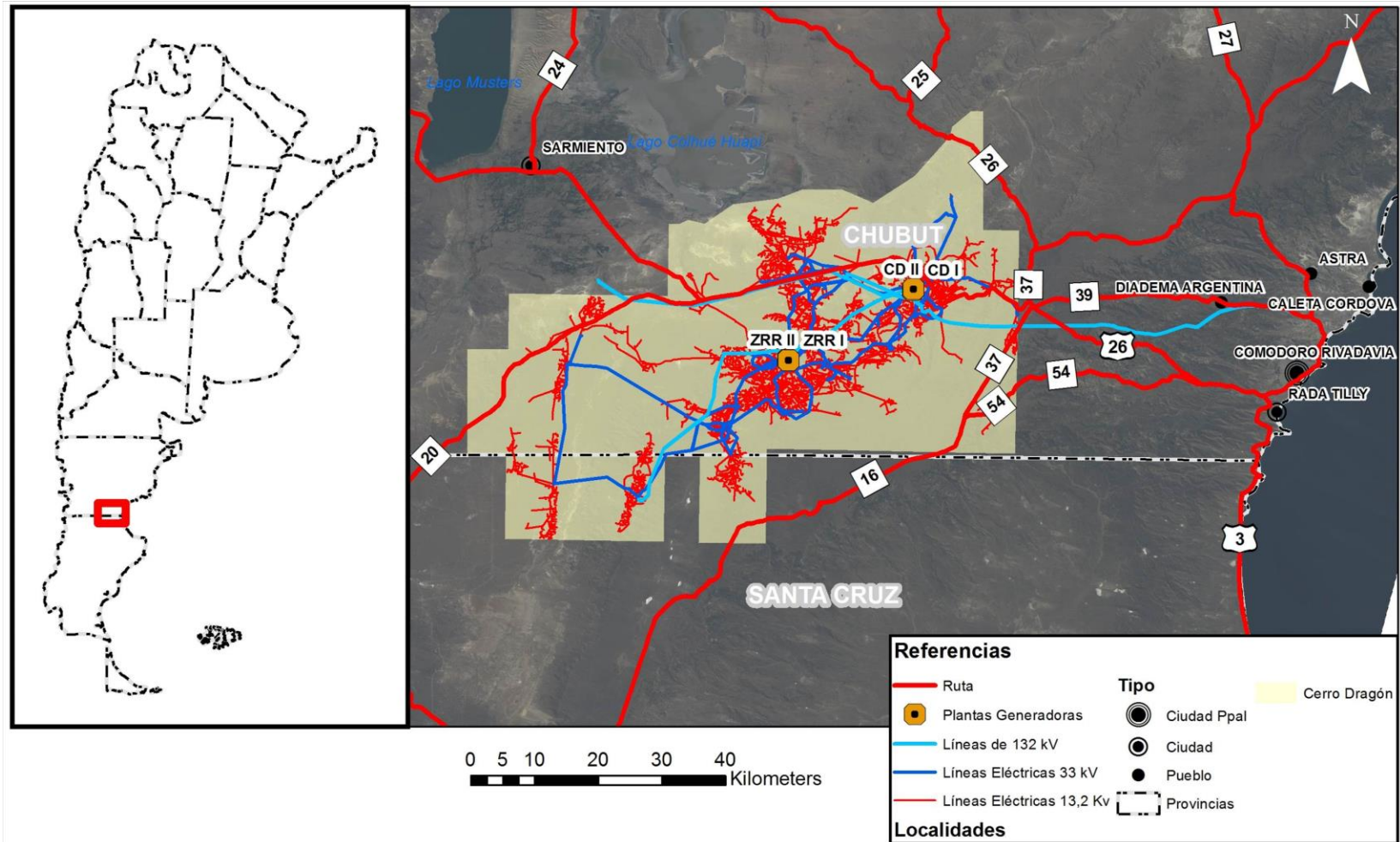


Figura 5: Ubicación de área de estudio (fuente: PAE)

4. Resultados

4.1. Sistema eléctrico en Cerro Dragón

El yacimiento de Cerro Dragón, es actualmente es el mayor yacimiento de petróleo de la Argentina, se trata de un yacimiento maduro con más de 40 años de producción.

Originalmente, gran parte de la energía que impulsaba el bombeo de los fluidos se realizaba utilizando motores a combustión interna.

Desde el año 2004, PAE inicio una electrificación de todo el yacimiento, lo cual implico la construcción de plantas de generación de energía eléctrica; las respectivas redes de distribución y reemplazo de motores de combustión por motores eléctricos.

Actualmente la totalidad del yacimiento esta electrificado, el cual si bien cuenta con una conexión a una línea de 132 kV; no está consumiendo energía del sistema interconectado nacional eléctrico. Por lo cual el sistema eléctrico se comporta como una “isla”.

La decisión de que el sistema eléctrico este aislado del sistema interconectado nacional, permitió contar con un suministro estable y confiable, atributos indispensables para la operación del yacimiento.

Generación de energía eléctrica:

Quemando gas natural, las diferentes turbinas térmicas, generan energía eléctrica que mantiene operativo al yacimiento. Esta generación se concentra en cuatro plantas generadoras denominadas: Cerro Dragón I (CDI), Cerro Dragón II (CDII) Zorro I (ZRI) y Zorro II (ZRII).

En la Tabla 1 se destaca las potencias y características de cada una de las plantas generadoras:

Tabla 1: Turbinas a gas existentes en Cerro Dragón

Nombre	Cantidad/Turbina	Potencia ISO Instalada	Potencia Neta Media Anual (Mw)
--------	------------------	------------------------	--------------------------------

		(Mw)	
Cerro Dragón I (CDI)	3 / Titán 130	42	36
Cerro Dragón II (CDII)	2 / GE 6B 2 / GE TM2500	130	120
Zorro I (ZRR I)	5 / Titán 130	70	60
Zorro II (ZRR II)	2 / GE 6B	80	76

Actualmente está en construcción un ciclo combinado que permitirá la instalación de una turbina de vapor (SST-800) de 80 MW de potencia nominal en la planta de Cerro Dragón II. Esta turbina funcionara aprovechando el calor de los gases de 2 turbinas existentes (GE 6B) y se anexaran con 2 quemadores de gas natural postcombustión incrementar la generación vapor.

Por ende el yacimiento cuenta con un potencia neta media anual de 292 MW; a los cuales ascenderá a 366 MW en el año 2017 cuando entre en operación una nueva turbina a vapor (TV) del ciclo combinado, este último instalado en la planta CDII.

La demanda actual ronda los 220 MW, la misma es estable: no cuenta con fluctuaciones importantes, dado que la mayoría de la demanda está dada por el funcionamiento de los Aparatos de bombeo (cigüeñas) y plantas de tratamiento, los cuales operan las 24 hs del día y los 365 días del año.

Existe una estimación de un leve aumento sostenido de la demanda para los futuros años. Asumiendo que se mantenga el actual ritmo de perforación de pozos. (Ver Figura 5)

Transporte de la energía:

El transporte de la energía eléctrica, dentro del yacimiento, se desarrolla a través de un total de 650 Km de líneas de alta tensión (132 kV) y media tensión (33kV). (Ver Figura 5)

Distribución:

A través de 45 Subestaciones transformadoras y 2,500 km de líneas de baja tensión (13,2 kV) se realiza la distribución de la energía eléctrica. (Ver Figura 5).

Orden de despacho:

Actualmente el orden de despacho de energía esta dado de la siguiente manera:

- 1) CDII
- 2) CDI
- 3) ZRRII
- 4) ZRRI

4.2. Evaluación del recurso eólico

Desde el año 2006 que PAE tiene en vista el desarrollo del potencial eólico del área, por lo cual fue realizando diversos estudios y mediciones. A manera de poder evaluar el potencial eólico, en este apartado se realiza un resumen de la información primaria evaluada.

En el sitio de estudio se encuentran emplazados dos mástiles de medición de variables meteorológicas. En la Tabla 2 se describen las características de dichos mástiles.

Tabla 2: Características de los mástiles de medición (Fuente: Garrad Hassan. 2009)

Nombre	Altitud (m.s.n.m.)	Coordenadas Geográficas	Descripción de las mediciones
Las Germanas	688	Latitud: S 45° 47' 3,96'' Longitud: O 68° 13' 14,08''	velocidad media, desviación , máxima y mínima a 75 m, 59 m, 57 m, 39 m, 19 m, Dirección a 73 m, y 57 m. Temperatura media a 67 m y 10 m.
Cañadón Pedro	539,44	Latitud: S 45° 48' 25,92'' Longitud: O 68° 28' 46,05''	

Los mismos se encuentran emplazados en un terreno caracterizado por una orografía relativamente compleja, consistente en grandes mesetas y depresiones, incluyendo zonas con pendientes pronunciadas. La vegetación corresponde a pequeños matorrales y arboles muy bajos.

En el año 2009 PAE encargo a la empresa Garrad Hassan el estudio denominado: “Análisis de producción de energía del parque eólico Germanas en Argentina”.

Para este estudio, se basó en las mediciones diezminutales en los dos mástiles, por un periodo apenas superior a un año, para extender su representatividad a largo plazo, estos datos se correlacionaron con los datos del aeropuerto de Comodoro Rivadavia.

Del análisis de dicho estudio se pueden extraer las siguientes apreciaciones:

La zona del mástil Las Germanas cuenta con mejores condiciones que las existentes en el mástil Cañadón Pedro para el desarrollo de un parque eólico.

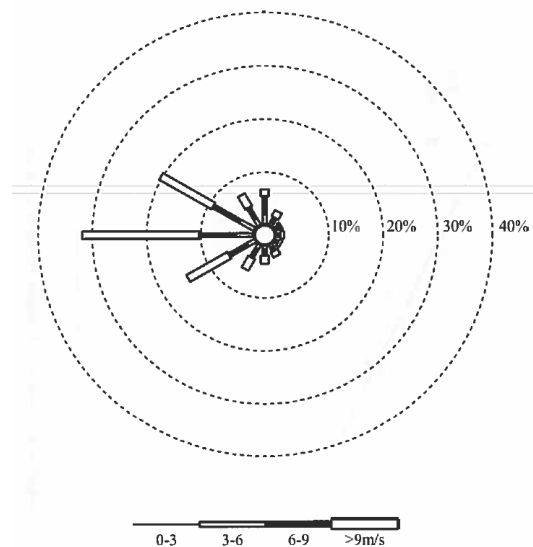


Figura 6: Rosa de viento, mástil 1 (Fuente: Garrad Hassan, 2009)

Luego de aplicar la metodología Medir-Correlacionar-Predecir (MCP), utilizando 10,7 años de datos del aeropuerto de Comodoro Rivadavia, **la velocidad media calculada del mástil 1 (Las Germanas) a 75 metros es de 10,0 m/s**. Dicho valor se condice con otras mediciones realizadas en la zona: un estudio de INVAP arroja un valor promedio anual de 10,9 m/s para mediciones realizadas en Pampa del Castillo. (TECNOLATINA S.A. 2006).

Se analizó la productividad energética con tres tipos de aerogeneradores y con tres micrositings diferentes. (IMPESA IWP 70 de 1,5 MW; Vestas V80 de 2 MW y Enercon E44 de 0,9 MW).

En el cálculo de la productividad se consideraron diversos factores de pérdida (efecto estela, disponibilidad, eficiencia eléctrica, rendimiento del aerogenerador,

medioambientales) acorde al entorno, emplazamiento y características técnicas de cada aerogenerador.

Tabla 3: Productividad energética de los distintos aerogeneradores analizados (Fuente: Garrad Hassan, 2009).

	IWP70	V80	E44
Potencia nominal (MW)	40,5	40,0	40,5
Energía bruta (GWh/año)	194	185,8	159,3
Energía neta (GWh/año)	165,7	161,3	139,9
Altura de buje (m)	71,8	67	55
Factor de capacidad (%)	46,7	46,03	39,43

4.3. Parque Eólico Dragón

Para poder estimar los costos vinculados el montaje y operación del Parque eólico, fue necesario, esbozar un esquema/diseño del mismo.

Partiendo de base de los datos de campo, estudios de cuantificación de producción de energía de la zona y antiguos proyectos en la zona, se elaboró el siguiente esquema hipotético para el parque Cerro Dragón.

Cabe destacar que el presente proyecto de energía eléctrica no representa, en la práctica, un incremento de la capacidad de potencia instalada en el yacimiento; dado que es necesario contar con el respaldo de las turbinas a gas para poder obtener energía cuando no existan la presencia de viento. Por lo mismo este proyecto no debe ser considerado como un incremento de la capacidad de producción de energía.

4.3.1. Potencia Nominal

La construcción del Parque Eólico Cerro Dragón implica la incorporación directamente a la red de media tensión (33 kV) del yacimiento de 39,6 MW de generación por el aporte de 12 aerogeneradores de 3,3 MW cada uno.

En la siguiente tabla se destacan las principales características de los aerogeneradores:

Tabla 4: Principales características de los Aerogeneradores (Fuente: datos fabricante)

Característica	Valor
Potencia nominal (MW)	3,3
Altura de buje (m)	75
Clase de viento	DIBt3/IEC 1 ^a
Diámetro de rotor (m)	99,8
Frecuencia (Hz)	50 60
Velocidad de operación del rotor.(rpm)	9.0 ... 16.1
Voltaje nominal (V)	660

4.3.2. Micrositing

Dado que las turbinas y sus correspondientes micrositing en el estudio de “*Análisis de producción de energía del parque eólico Germanas en Argentina*” no contemplaban la turbina definida para este estudio, se definió y estableció un nuevo micrositing para este proyecto tipo, el cual sigue los mismos lineamientos que se evaluaron en el documento de Garrad Hassan, las cuales son:

- Se trabajó en las zonas cercanas a el mástil Las Germanas, dada su mejor potencial eólico que el mástil Cañadón pedro.
- Se verifico que la zona en donde se emplazaran los aerogeneradores posee una baja posibilidad de explotación de hidrocarburos. De esta manera se evita la interferencia de dicha actividad.
- Se verifico la ausencia de otro tipo de asentamiento/ actividad que pueda verse significativamente afectada por la presencia de los aerogeneradores (asentamientos humanos, escuelas, industrias).
- Se dispusieron los aerogeneradores en una sola hilera, con orientación Norte-Sur. Esta disposición resulta ser la más eficiente, dada la Rosa de vientos existente (Ver Figura 6). El distanciamiento entre cada aerogenerador se estableció en 360 metros (3,6 diámetros).
- Se evitó el emplazamiento de aerogeneradores en zonas con alta pendiente.

En la Figura 7Figura 7: Diseño básico parque eólico Cerro Dragón (fuente: PAE). se establece la conformación teórica del Parque Cerro Dragón.

A partir de dicho diseño se estimaron las cantidades unitarias de los distintos elementos/infraestructuras, obteniéndose la Tabla 5:

Tabla 5: Cantidades de Instalaciones a montar/construir parque eólico Cerro Dragón

	Cantidad
Aerogeneradores	12
Líneas colectoras subterráneas (km)	1,2
Línea colectora superficial (km)	4,1
Línea de transporte (km)	6
Camino (km)	8

Aerogeneradores:

Los aerogeneradores generarán a una tensión de 660V y por medio de un transformador incorporado en cada unidad se eleva la misma a 33kV que es la tensión de recolección.

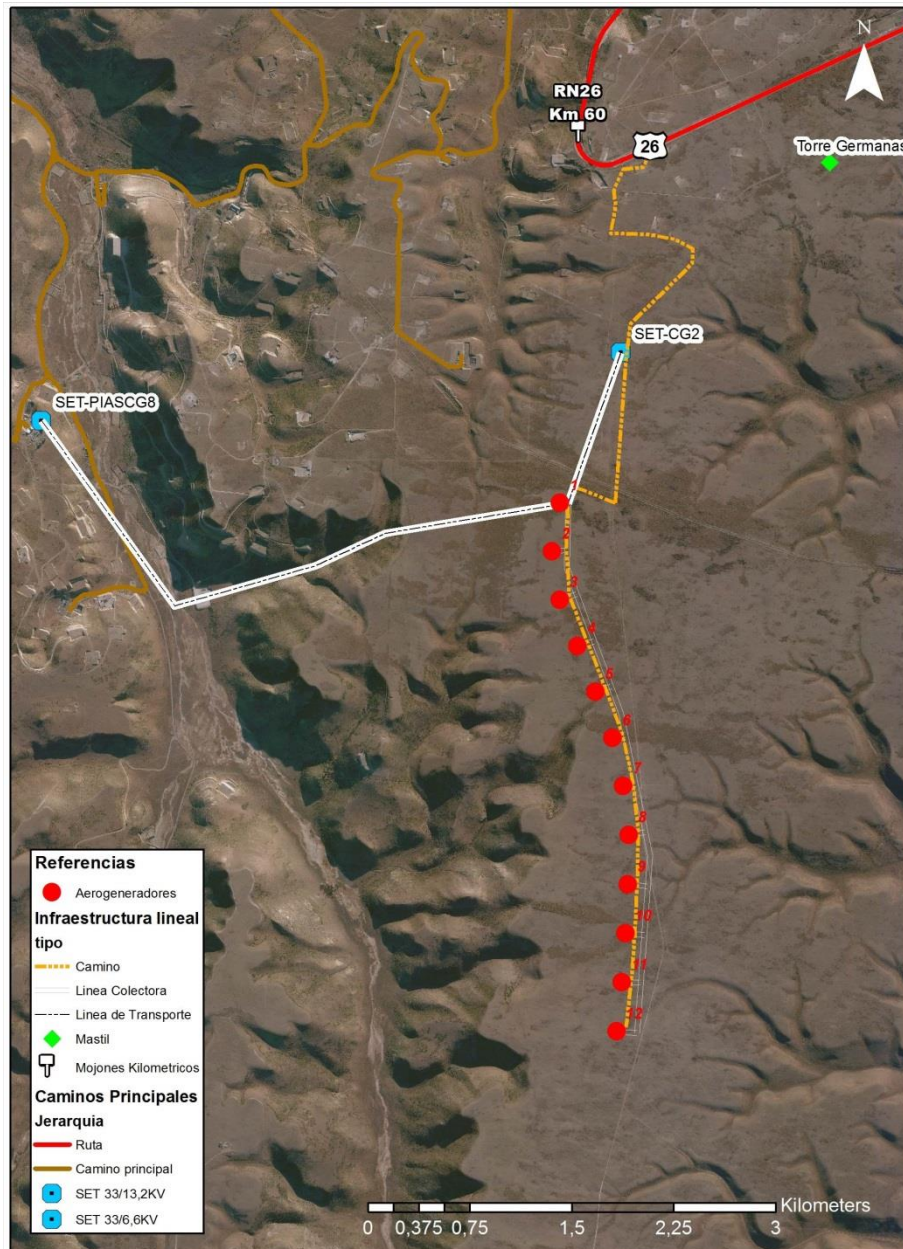


Figura 7: Diseño básico parque eólico Cerro Dragón (fuente: PAE).

Línea de colectora:

Las recolección de la energía de cada aerogenerador se realizara a través de un Cable Armado Subterráneo (CAS) de 33kV en cobre de 50 mm², en los primeros 100 metros, para que a posterior dicha línea se vincula con un línea superficial posteoado de madera, el conductor elegido es Al 120 mm². Con una longitud total de 4,1 km (ver Figura 7).

En la derivación a cada aerogenerador y montado en la estructura de la línea se dispondrá de un seccionador destinado a conectar o desconectar el mismo.

La traza de la línea superficial será inducida por la disposición de los aerogeneradores, tratando de reducir el tramo de cable subterráneo de vinculación de cada uno de ellos con la terna asociada.

Por una razón topográfica la línea superficial correrá al este de los aerogeneradores y entre ella y los mismos se dispondrá el camino de acceso para la construcción y mantenimiento.

Líneas de transporte:

La vinculación a la red de distribución eléctrica del yacimiento se realizara a través de dos puntos (SETCG8 y SETCG2), para lo cual será necesaria la construcción de dos líneas de transporte aéreas de 33kV (Al 120 mm²), con una longitud total de 6 km (ver Figura 7).

Camino de acceso para la construcción y mantenimiento:

Entre los aerogeneradores y la línea de media tensión se construirá un camino de acceso de ripio de vinculación con la Ruta Provincial N° 26 de ancho adecuado para permitir el desplazamiento de los distintos componentes de las máquinas. Con una longitud aproximada total es de 8 km (ver Figura 7).

El CAS de 33kV de vinculación entre cada aerogenerador y la línea en el tramo en que cruza debajo del camino estará protegido por un cañero incluido en bloque de hormigón. El largo de este cañero será de 10 m.

Bases de los aerogeneradores:

Serán de hormigón armado y su diseño y construcción respetarán las especificaciones y recomendaciones constructivas del fabricante de los aerogeneradores y las condiciones impuestas por el sitio.

4.3.3. Factor de capacidad (FC)

Para el proyecto base se estableció un valor de factor de capacidad de 46%, dado que en el estudio de Garrad Hassan se obtuvo valores similares para el caso de las turbinas V80 y IPW70 (ver Tabla 3), en el mismo sitio y para un micrositing similar.

Está claro que las alturas de buje, diámetros de rotor y curvas de potencia de los distintos aerogeneradores en el estudio de Garrad Hassan y el establecido para este estudio (ver Tabla 4) no son los mismos, por lo que los valores de factor de capacidad que se puede obtener podrían ser distintos. Pero para avanzar con este estudio de pre-factibilidad se establece como premisa que el **factor de capacidad es de 46%**.

4.3.4. Análisis de producción energética

Para poder establecer el monto anual de producción de energía del parque se multiplico la potencia nominal del parque eólico por las horas anuales y por el FC, arrojando un acumulado anual de **159.572,16 MWh**.

Lo que significa una producción media horaria de **18,22 MWh**.

4.3.5. Orden de despacho de la energía eólica

La energía eólica generada, ingresara al sistema de “base”, es decir tendrá prioridad en el despacho. Estableciéndose así el siguiente orden de despacho:

- 1) Parque eólico Cerro Dragón.
- 2) CDII
- 3) CDI
- 4) ZRRII
- 5) ZRRI

Por lo que acorde a la demanda existente, el reemplazo de energía eólica se dará contra el funcionamiento de las plantas ZRRII (turbinas GE 6B) o ZRRI (turbinas Titán 130).

Dado que el yacimiento funciona como una isla, energéticamente hablando, por lo que la energía eólica generada debe ser consumida por el yacimiento, en el mismo momento que se genera; y dado que el recurso eólico es irregular y de baja predictibilidad, el parque eólico (independientemente de su potencia) no permitirá reemplazar la potencia instalada de turbinas térmicas.

4.3.6. Potencial gas natural liberado

La generación de energía eólica ayudara a cubrir la demanda eléctrica, pudiendo así reducir el funcionamiento de las turbinas térmicas propiciando ahorro en la quema de gas.

Por lo que el funcionamiento del parque generar, producto del reemplazo de la energía producida por las TG; implicara un ahorro en la quema de gas natural. Esto trae aparejado dos beneficios; el aumento de la disponibilidad de gas de venta y la reducción en la emisión de GEI.

La cantidad de ahorro de gas o potencial gas liberado, dependerá entonces de la eficiencia de funcionamiento de las turbinas a gas a ser reemplazadas por la energía eólica.

Conociendo los valores de consumo específico de las distintas turbinas y realizando el ajuste por la fluctuación mensual de la temperatura media diaria, se obtuvo el consumo medio de gas natural (m^3) por cada MWh generado, el mismo se expresa en la Tabla 6.

Tabla 6: Consumo de gas natural por MWh

Turbina	Consumo m^3 de gas por MWh
GE 6B	315
Titán 130	
Ciclo Combinado	210

Como se explicó anteriormente, por la potencia del parque eólico y el orden de despacho de las TG y TV, la energía eólica reemplazara el funcionamiento de las TG, por lo que se puede concluir que cada MWh eólico implicara el ahorro en la quema de gas del orden de los $315 m^3/MWh$

Partiendo de la relación encontrada: 315 m³ de gas natural necesario a quemar para producir un MWh de energía, se pudo establecer una relación que refleja la cantidad de m³ de gas natural liberados acorde a la energía generada. Ver Figura 8.

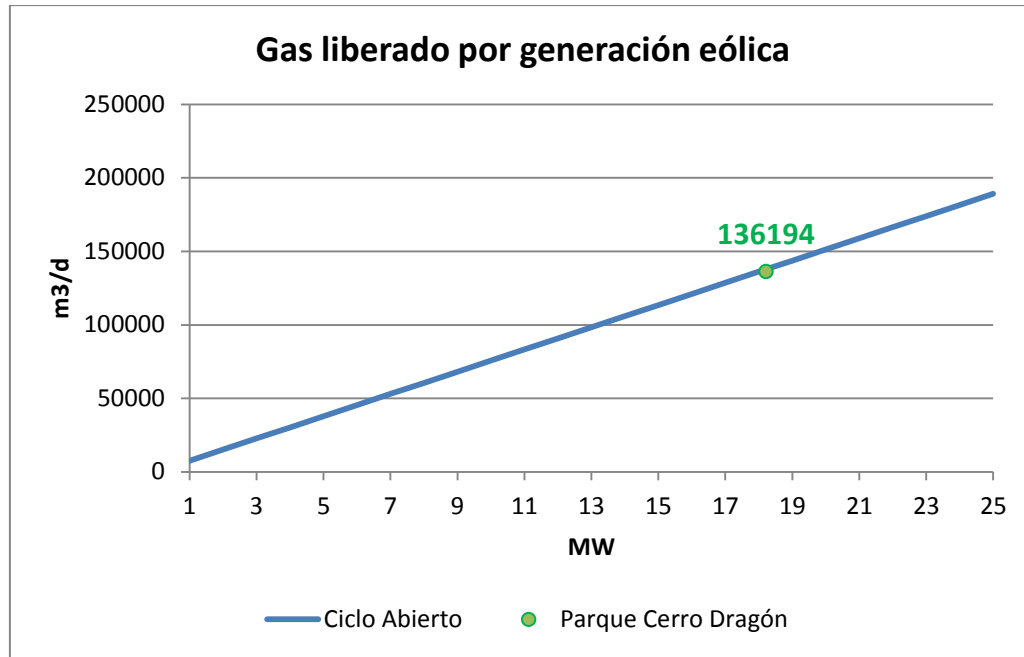


Figura 8: m³ de gas natural liberado por MWh eólico generado

Como se estableció anteriormente, el parque eólico Cerro Dragón producirá un acumulado anual de energía del orden de los 159.572,16 MWh (18,22 MWh horario), representa evitar la quema de 136.194 m³ de gas natural por día (ver Figura 8).

En la Tabla 7 se ponderaron los volúmenes de gas a liberar por día, año y 15 años.

4.3.7. Valorización del gas natural liberado

El ingreso del gas liberado al circuito de venta establecer el ingreso económico por la generación de energía eólica.

Para poder valorar este ingreso es indispensable establecer una relación que permita a partir del precio de venta de gas (USD/MMBtu) obtener el precio de la energía eólica generada (USD/MWh).

Para ello se dividió los valores de m³ de gas natural (315 m³) por el valor del Poder Calorífico Inferior (PCI) del gas natural comercial (8300 Kcal, fuente: Secretaria de

Energía de la Nación Argentina), luego este valor se lo expreso en MMBtu, determinando finalmente que por cada MWh generado se requieren 10,38 MMBtu.

Con dicha relaciones se expresa como un recta que reflejan la relación entre el precio de venta de gas (USD/MMBtu) y el precio de venta de la energía (USD/MWh). Ver Figura 9.

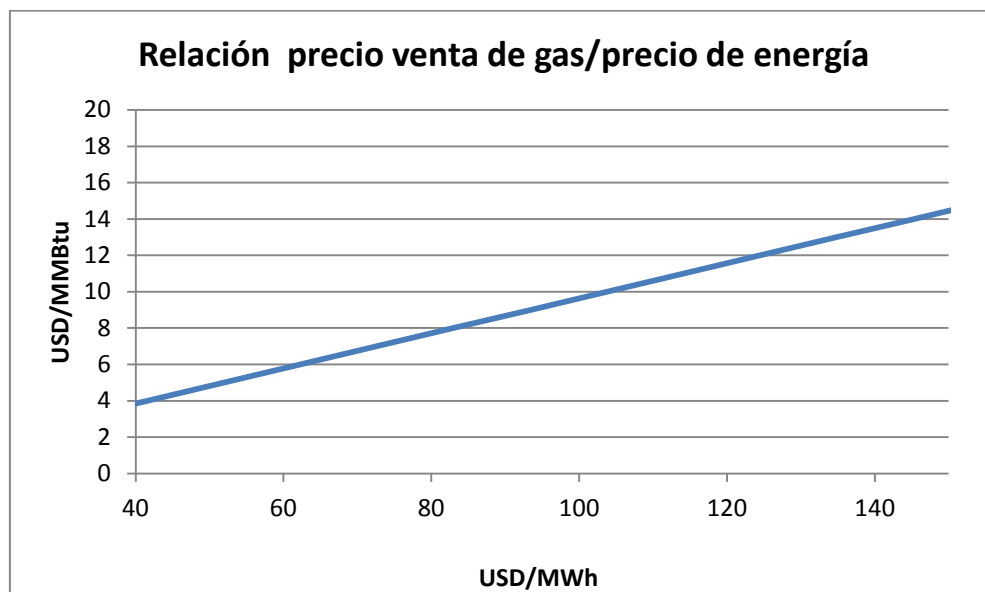


Figura 9: Relación valor precio de venta y valor de energía.

Como se puede ver existe una correlación directa y lineal entre el precio de venta del gas natural y el valor de la energía (eólica).

4.3.8. Reducción en la emisión de GEI

Para obtener estimar el monto de t de Dióxido de Carbono Equivalente (CO₂e), se multiplica el volumen de gas quemado por el factor de gas combustible (1,97E-03 t/m³), los valores obtenidos se reflejan en la Tabla 7.

Tabla 7: Gas natural ahorrado de quema y la respectiva reducción en emisiones de CO₂e, por día, año y 15 años.

	Día	Año	15 años
Gas ahorrado (m ³)	136,193.75	49,710,717.14	745,660,757.16
Reducción de Emisiones (t CO ₂ e)	268	97,930	1,468,952

Ingresos y costos de la Certificación de Bonos de Carbono

Por tratarse de un proyecto de energía renovable que contribuye a la reducción de gases de efecto invernadero. En este caso se evaluará los ingresos como los costos asociados a la obtención de Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) o Reducción de Voluntaria de Emisiones (VERs) que podrían negociarse en el mercado y producir un ingreso adicional para el proyecto.

Los CERs: son creados cuando un proyecto específico de mitigación llevado a cabo en un país en desarrollo demuestra que reduce emisiones de GEI en comparación con lo que hubiera ocurrido en ausencia del proyecto. Un CER equivale a 1 tonelada de emisiones de CO₂e. Esta certificación se enmarca dentro de lo regulado por el protocolo de Kioto.

La VERs son un tipo de compensación de carbono intercambiado en el mercado voluntario o over-the-counter de créditos de carbono (Hamilton, 2010). Las reducciones de emisiones verificadas suelen ser certificados a través de un proceso de certificación voluntaria.

Los VERs suelen ser creados por los proyectos que han sido verificados fuera del Protocolo de Kioto. Un VER equivale a 1 tonelada de emisiones de CO₂e. A través de estos esquemas, industrias y particulares compensar voluntariamente sus emisiones o proporcionar una contribución adicional a la mitigación del cambio climático.

Comparación entre MDL y Mercados Voluntarios

El Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) es el mecanismo de flexibilidad del Protocolo de Kioto mediante el cual los países en desarrollo pueden participar del esfuerzo global de mitigación del cambio climático. A través de esta iniciativa, estos países reciben un flujo de recursos por la ejecución de proyectos que reducen emisiones de GEI; los recursos se originan en la venta de certificados de reducción de emisiones llamados CERs.

El mercado del MDL, por lo tanto, es un mercado regulado y creado por la regulación. Esto significa que los realizadores de proyectos MDL deben seguir reglas y procedimientos unificados y sistemáticos a fin de lograr la emisión de CERs, la cual es

realizada centralizadamente por la Junta Ejecutiva del MDL, de acuerdo a los marcos formales establecidos en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

La demanda de CERs proviene de la necesidad de los países Anexo I (países desarrollados que son partes del Anexo I de la CMNUCC) de reducir sus emisiones de GEI en el marco de los compromisos cuantitativos de reducción o limitación de emisiones asumidos mediante la firma del Protocolo de Kioto. El Protocolo permite a las empresas radicadas en los países Anexo I cumplir con sus metas de mitigación adquiriendo permisos de emisión de otros países Anexo I o bien financiando proyectos de mitigación en países de Europa del Este, o, también, en países en desarrollo (en este último caso, a través del MDL). Por lo tanto, los principales demandantes de CERs son gobiernos de países Anexo I y las empresas radicadas en países regulados que buscan acreditar cumplimiento de metas.

La demanda en el mercado voluntario de carbono, en cambio, no está regida ni originada por una obligación regulatoria de cumplir con una meta de reducción de emisiones de GEI, sino que responde a motivaciones variadas: exigencias de accionistas y/o clientes, responsabilidad social empresarial, filantropía, necesidad de prepararse para cumplir con regulaciones federales futuras o estrategias financieras de reventa de créditos para obtener beneficios económicos, entre otras. Es decir que los principales demandantes de créditos voluntarios son empresas no sujetas a regulación de carbono, organizaciones no gubernamentales, municipalidades, universidades e, incluso, individuos que buscan compensar, por diversos motivos, sus emisiones de GEI.

Como la demanda en el mercado voluntario no depende de la obligatoriedad de cumplir con una meta de mitigación, a diferencia de lo que ocurre en el mercado del MDL, las operaciones se realizan de manera independiente, sin seguir un proceso general y uniforme de certificación y sin ser registradas en una entidad central. Coexisten productos certificados mediante una variedad de estándares diferentes. La mayoría de estos estándares, no obstante, siguen un ciclo de proyecto relativamente análogo al del MDL: involucran la preparación de un documento de diseño de proyecto, requieren la validación por parte de empresas de auditoría independientes (muchas de las cuales están también acreditadas para operar bajo el MDL) y exigen registros y verificaciones

recurrentes a fin de lograr la expedición de créditos de carbono. Por este motivo, los costos de desarrollo de un proyecto voluntario son solo ligeramente inferiores a los costos de desarrollar un proyecto MDL, pues el ciclo de proyecto, en la mayoría de los casos, no varía significativamente. (Finanzas Carbono, Plataforma sobre financiamiento climático para Latinoamérica y el Caribe)

Los plazos registrados en Argentina para obtener la certificación de CERs y VERs ronda los 3 años. Atendiendo al volumen de reducción de emisiones, se asume un costo anual del orden de los 50,000 USD/año para la gestión de la certificación/obtención de los bonos de dicho período..

Actualmente en los mercados bajo el protocolo MDL (ONU), los certificados (CERs emitidos) cuentan con un valor por certificado aprox. de 0,50 USD/tCO₂e debido principalmente a la muy escasa demanda actual.

Los bonos del mercado voluntario (VERs) se negocian ya emitidos, en volúmenes reducidos, a un valor aproximado entre 2,0 a 3,0 USD/tCO₂e. Principalmente para mitigar eventos corporativos o exposiciones (RSE e Imagen).

En este punto cabe destacar que actualmente se está desarrollando en París la vigésimoprimer Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP21), del compromiso vinculado a la reducción de emisiones que pudiera acordarse allí (principalmente de aquellos países que integran el Anexo I del protocolo de Kioto), depende en gran medida un incremento en la valoración de los bonos de carbono. No obstante la evolución de dicho valor es incierto.

Dentro del marco del funcionamiento del parque eólico Cerro Dragón, tomando los montos de reducción de emisión anual (Tabla 7), los valores de mercado de los bonos de carbono y los costos de gestión de los certificados se generó la Tabla 8 donde se exponen los ingresos, costo anuales estimados.

Tabla 8: Estimación anual de ingresos/costos para la obtención y venta de bonos de carbono para el parque eólico Cerro Dragón.

	CERs	VERs
Ingreso	\$ 48,965.06	\$ 195,860.23
Costos	50,000	
Neto	\$ -1,034.94	\$ 145,860.23

Como se puede observar el balance anual para el caso de la gestión de las emisiones a través de MDL arrojan valores negativos para el caso de los CERs y un valor neto positivo para el caso de los VERs. No obstante los valores netos son muy bajos en relación a los montos de inversión y operación y mantenimiento; por lo que no tienen un valor que impacte de manera significativa en el flujo de caja del proyecto.

Hay que tener presente que la incertidumbre del valor futuro del mercado de los bonos de carbono y el tiempo necesario para obtener la certificación de estos bonos (2 a 3 años) le agregan mayor incertidumbre al presente análisis.

No obstante bajo la premisa que los valores de los bonos de carbono se mantendrán en los rangos actuales, se puede concluir que su influencia en el balance económico anual del parque son de baja incidencia, por esto se lo excluirá del análisis económico del parque.

4.3.9. Costos de Inversión (CAPEX)

Para poder estimar un costo total de inversión para la construcción/montaje del parque eólico Cerro Dragón, se procedió a cotizar los costos de los distintos elementos unitarios (Tabla 5), los estudios necesarios, impuestos, supervisión, etc. como resultado de esto se obtuvo la **Tabla 9**.

Tabla 9: Costos estimados para la construcción/montaje de parque eólico Cerro Dragón.

	Unitario (USD)	Cantidad	Total (USD)
Aerogeneradores			
Molino + Opcionales (unidad)	\$ 3,600,050.00	12	\$ 43,200,600.00
Transformador 33/04kV-4MW (unidad)	\$ 85,000.00	12	\$ 1,020,000.00
Celdas 33kV (unidad)	\$ 25,000.00	12	\$ 300,000.00
Líneas Colectoras			
CAS acceso a línea colectora (m)	\$ 92.24	1200	\$ 110,685.29
Línea Colectora (km)	\$ 39,517.82	6	\$ 237,106.92
Obra Civil			
Obra Civil Caminos (Km)	\$ 20,000.00	8	\$ 160,000.00
Obra Civil Locaciones (unidad)	\$ 100,000.00	12	\$ 1,200,000.00
Construcción de Obrador deposito	\$ 400,000.00	1	\$ 400,000.00
Obra Civil Bases (unidad)	\$ 1,347,463.31	12	\$ 16,169,559.75
Líneas de Transporte			
Línea aérea madera en 33kV (Km)	\$ 39,517.82	6	\$ 237,106.92
Conexión a SET (unidad)	\$ 60,000.00	2	\$ 120,000.00
Estudios			
Estudio de Impacto Ambiental-Audiencia Publica	\$ 41,928.72	1	\$ 41,928.72
Estudio Micrositing	\$ 105,000.00	1	\$ 105,000.00
Costos Ingeniera detalle - Supervisión Obra	\$ 2,000,000.00	1	\$ 2,000,000.00
Otros			
Capacitación personal propio	\$ 100,000.00	1	\$ 100,000.00
Imprevistos - BoP	\$ 1,000,000.00	1	\$ 1,000,000.00
Servidumbre			
12 aerogeneradores + caminos + líneas	\$ 12,430.07	1	\$ 12,430.07
Medición meteorológica			
calibrar instrumentos de una torre	\$ 30,000.00	1	\$ 30,000.00
Trasladar torre de medición	\$ 60,000.00	1	\$ 60,000.00
Nuevo Mástil	\$ 90,000.00	2	\$ 180,000.00
Seguro			
All Risk - CAR	\$ 411,862.27	1	\$ 411,862.27
TOTAL (en USD)			\$ 67,096,279.93
TOTAL (en USD/kW)			\$ 1,694.35

Cabe destacar que los aerogeneradores estarán vinculados por SCADA al actual centro de control de las turbinas de gas, por lo que no se asumen costos vinculado a la construcción de dichas instalaciones.

4.3.10. Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX)

Se estableció la estrategia de contratar el servicio de mantenimiento completo que ofrece el fabricante de los aerogeneradores. El mismo cubre todos los costos de mantenimiento preventivo y de reparaciones, tanto las fallas pequeñas como el cambio de componentes mayores.

A este valor se le sumo un valor anual para el pago de seguros y un monto para el pago de horas de supervisión, y mantenimiento de caminos.

En este punto cabe destacar que la operación de los aerogeneradores también será regulada por el fabricante, de manera remota. No obstante los equipos estarán conectados al actual servicio de SCADA de PAE, de tal manera los operadores de las turbinas térmicas tendrán acceso a los datos de los aerogeneradores. No se prevé la incorporación de nuevos recursos (operadores, responsable turno) se utilizaran los recursos actualmente existentes.

De esta manera se obtienen un valor total anual de 1,547,000 USD de operación y mantenimiento para los primero 5 años, 1,703,000 USD para los años 6 a 10 y 1,943,000 USD para los últimos 5 años.

Tomando los valores de CAPEX y OPEX y asumiendo una tasa de descuento del 5%, el coste teórico de generar energía eléctrica se estimó en 49.8 USD/MWh.

4.3.11. Cronograma de Obras

Para poder elaborar un cronograma para la compra y montaje del parque eólico, se identificaron todas las tareas necesarias, se estimaron su duración.

Cabe destacar que para la elaboración del cronograma, se asume la ejecución del EIA, ingeniería y compra en paralelo; de esta manera se reducen los tiempos finales del proyecto. No obstante esta estrategia incrementa el riesgo de tener desacoples de estas tareas y producir retrasos en los plazos indicados.

Para facilitar su manejo se agrupan las tareas en distintos grupos:

- 1) Permisos de propietario del terreno:

Las instalaciones asociadas al parque eólico se desarrollan sobre 4 lotes catastrales, los cuales pertenecen a 2 dueños. Es imprescindible previo al inicio de realizar las tareas de ingeniería de detalle y el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), contar con un pre acuerdo de dichos dueños a la construcción de los caminos, líneas y aerogeneradores. Luego ya con la ingeniería de detalle terminada, se deben de firmar las consiguientes servidumbres para el desarrollo de las obras.

2) Estudio de producción de energía y micrositing:

Para poder seleccionar que tipo y disposición de aerogeneradores es la mejor para optimizar el proyecto se deben desarrollar tareas estudios de micrositing y análisis de producción de energía, cubriendo las posibles alternativas de aerogeneradores. Al final de esta tarea se podrá establecer un análisis de producción de energía (con un esquema de distribución) para cada tipo de aerogenerador.

Para esta tarea se contratara a una empresa especialista y se utilizaran los datos climáticos históricos (tanto de los mástiles de PAE como los datos existentes del aeropuerto de Comodoro Rivadavia), información de base existente en el Sistema de Información Geográfica (SIG) de PAE.

3) Estudio de Impacto Ambiental:

La legislación provincial, acorde a lo declarado en el Artículo 7 del Anexo I y Anexo V del Decreto N° 185/09, la construcción de centrales de generación eléctrica eólicas requiere la confección y aprobación de un EIA, y ser sometido a la participación ciudadana, a través de una audiencia pública. El acto administrativo, se finaliza con la emisión de un dictamen de impacto ambiental por parte de la Autoridad de Aplicación. Si este último es favorable, se podrá dar origen a las tareas en campo.

4) Ingeniería de detalle montaje eléctrico:

Corresponde a todas las tareas para, partiendo del emplazamiento y características técnicas de los aerogeneradores y la diseño básico del parque se

obtenga la ingeniería en detalle del montaje eléctrico. Al finalizar esta ingeniería, se tendrá la las características y disposición exacta de todos los componentes eléctricos del parque. Se prevé realizar estas tareas con recursos propios y con el soporte de contratistas.

5) Licitación, compra y traslado de aerogeneradores:

Se licitara el suministro, traslado, montaje, operación y mantenimiento de aerogeneradores para el parque.

Partiendo de las ofertas económica, tiempos de traslado, características del soporte del servicio y el análisis de energía desarrollado para cada modelo de aerogenerador, se podrá identificar el proveedor más indicado. De tal manera se adjudicara la compra de los aerogeneradores.

Iniciando así la construcción y traslado de los aerogeneradores al sitio de emplazamiento. Este conjunto de tareas finalizan cuando todos las piezas de los aerogeneradores son entregados en el sitio de emplazamiento.

6) Licitación de Ingeniería de detalle de obras civiles y las obras civiles:

Debido a las particularidades de las obras civiles necesarias para la construcción del parque, será necesario realizar la ingeniería civil. Para lo cual, partiendo de la ingeniería básica, más los requerimientos del fabricante de los aerogeneradores, se licitara y adjudicara estas tareas.

7) Ingeniería de detalle de obras civiles:

Una vez adjudicados los trabajos, se realizaran todos los estudios geotécnicos (en cada sitio de emplazamiento de las bases de los aerogeneradores);y relevamiento y replanteos topográficos; obteniendo así la ingeniera civil de detalle.

8) Construcción de caminos y cañeros:

Con la ingeniería civil ya definida, se iniciaran las tareas de construcción/mejora de caminos. Una vez que se accede a cada sitio de emplazamiento de cada

aerogenerador, la construcción de los cañeros para los CAS y sus respectivos cruces de camino.

9) Construcción de locaciones y fundaciones:

Materializado el acceso a los sitios donde se emplazaran los aerogeneradores se realizara la construcción de las locaciones y fundaciones, acorde a las especificaciones del fabricante, de tal manera permita a futuro el montaje del aerogenerador.

10) Obras Eléctricas:

En este conjunto de tareas se incluyen tanto la licitación, adjudicación y desarrollo de la totalidad de las obras eléctricas. Dejando el sistema totalmente montado, restando solamente la conexión a los aerogeneradores.

11) Montaje de los aerogeneradores:

Corresponde al conjunto de tareas apuntadas a montar y dejar operativo la totalidad de los aerogeneradores. Al finalizar esta etapa el parque queda operativo y en funcionamiento.

Finalmente se compilaron la totalidad de las tareas en un diagrama de Gantt, el cual se encuentra en el punto 0. Para confeccionar el mismo, simplemente de referencia, se definió como el día de inicio de las tareas el 1 de enero de 2016.

Del análisis del diagrama de Gantt, surgen las siguientes conclusiones:

El diseño, obtención de los permisos ambientales, montaje y puesta en funcionamiento del parque eólico, asumirá un plazo de 27 meses. Acorde a los plazos de entrega de los aerogeneradores y los plazos de las obras civiles, los plazos efectivos de transporte, montaje y puesta en funcionamiento del parque son de 18 meses.

Dentro de las tareas que conforman el camino crítico, se destaca la aprobación del EIA y audiencia pública, (acorde a experiencias precias se estima una duración de 9 meses corridos). Sobre la misma se posee baja manejabilidad,

dado que depende de la gestión con la autoridad de aplicación (Ministerio de Ambiente y Control del desarrollo sustentable), no obstante una reducción de los plazos de esta tarea (de hasta 3 meses) tiene un impacto directo en la finalización de las obras. Una reducción más grande no tiene efecto en los plazos finales, dado que los plazos de fabricación y traslados de los aerogeneradores serían ya limitantes.

4.3.12. Análisis financiero del parque eólico Cerro Dragón.

Partiendo de los montos de inversión (punto 4.3.9), la cantidad de energía producida anualmente (punto 4.3.4) y su valoración (punto 4.3.7), se construyó un flujo de caja para toda la vida útil del parque eólico; a partir de este flujo se calculó la TIR. Cabe destacar que en dicho flujo de fondos se incluyó el pago de impuestos a la ganancia y 2% de ingresos brutos.

Los supuestos que se asumieron para simular dicho flujo de caja fueron:

- Potencia Nominal: 39,6 MW (12 aerogeneradores de 3,3 MW)
- Costo de Inversión: 1,700 USD/kW
- Factor de Capacidad: 46 %
- Costo anual de mantenimiento y operación: 1 a 5 años 1,547,000 USD; 6 a 10 años 1,703,000 USD y de 11 a 15 años 1,943,000 USD.
- Operación: 15 años.
- Financiamiento: Sin financiamiento.

Como producto final de este análisis se obtuvo las curvas de la Figura 10 y Figura 11.

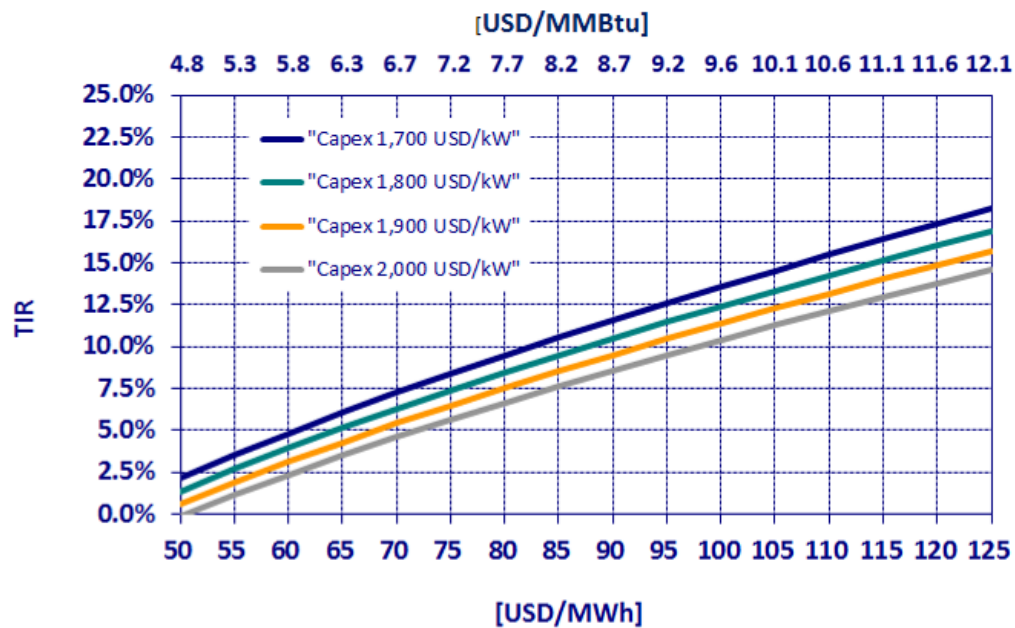


Figura 10: TIR vs precio de la energía, análisis de sensibilidad costo de inversión.

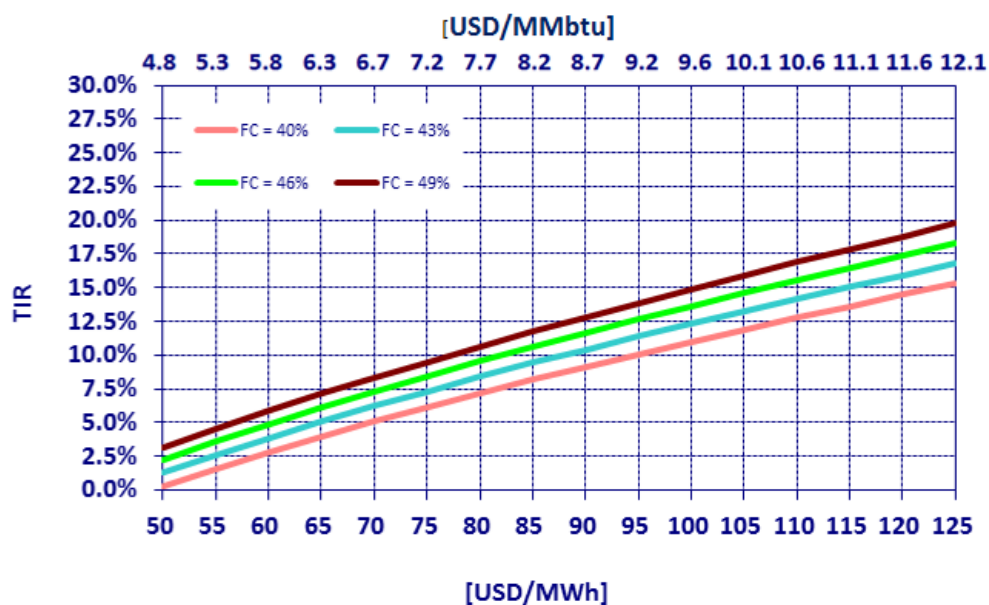


Figura 11: TIR vs precio de la energía, análisis de sensibilidad de FC. (CAPEX 1700 USD/kW)

En la Figura 10, con color azul (Capex 1,700 USD/kW) y en la Figura 11, con color verde (FC 46 %), se establecen los distintos valores de TIR del proyecto acorde a los distintos precios de gas natural (escala superior del gráfico) y/o al precio de la energía (escala inferior del gráfico). De tal manera estableciendo un valor del precio del gas

natural (por ejemplo 6 USD/MMBtu (que corresponde a un valor de energía de 62,3 USD/MWh), se puede estimar una TIR de 5,3 %.

Costos de Inversión: Análisis de sensibilidad.

Como se desarrolló en el punto 4.3.9, se estimó un valor de inversión del orden de los 1,700 USD/kW, no obstante este valor es inferior al valor promedio para proyectos de parques eólicos en la Argentina, que ronda los 2,000 USD/kW.

Si bien es de remarcar que el presente proyecto cuenta con algunas características que le asignan un costo de inversión bajo (transición de la energía a 33kV, poca red de conducción eléctrica y de caminos); no obstante el proveedor de los aerogeneradores elaboro un presupuesto tipo “Budget Proposal”, por lo que podría existir subestimación de costos. Por ello, se realizó un análisis de sensibilidad de costo de inversión, entre los valores de 1700 USD/kW a 2000 USD/kW. En la Figura 10, se puede observar distintas curvas que reflejan las diferencias de las TIR acorde a los distintos costos de inversión; a partir de las distintas curvas se pueden obtener valores de TIR del proyecto a distintos costos de inversión y a distinto precio de gas natural.

Si bien el mercado y precio de gas natural tiene muchas asimetrías y fluctuaciones, para el presente trabajo se tomara un valor de 6 USD/MMBtu en la Tabla 10 se exponen los valores de TIR para los distintos valores de costo de inversión analizados.

Tabla 10: Análisis de sensibilidad Capex. (FC=46%)

Costo de Inversión (USD/kW)	1700	1800	1900	2000
TIR (%)	5.3	4.4	3.5	2.8

Con lo que se demuestra una alta sensibilidad del costo de inversión, con un incremento del orden del 17% (de 1,700 USD/kW a 2,000 USD/kW), el TIR se reduce un 53%.

Factor de capacidad: Análisis de sensibilidad.

Otra variable de mucha influencia y alta incertidumbre es el FC, por lo que se realizó un análisis de sensibilidad del mismo, asumiendo los siguientes valores para el FC 40%, 43%, 46% y 49 % y manteniendo el resto de las variables fijas (costo de inversión y costo de operación). En la Figura 11, se puede observar distintas curvas que reflejan las

diferencias de las TIR acorde a los distintos FC analizados. A partir de dichas curvas se pueden obtener valores de TIR del proyecto a distintos FC y a distinto precio de gas natural.

Considerando un precio de gas del orden de los 6 USD/MMBtu se establecieron los distintos valores de TIR del proyecto a distintos FC.(ver Tabla 11).

Tabla 11: Análisis de sensibilidad FC .(Capex=1,700 USD/kW)

FC (%)	40	43	46	49
TIR (%)	3.3	4.3	5.3	6.3

Con lo que se demuestra una alta sensibilidad del FC: con una reducción del 6% en el FC se reduce la TIR en un 2%.

5. Conclusiones

Del presente estudio surge la pre factibilidad técnica y económica para el reemplazo de energía térmica por eólica en la generación de energía eléctrica, en el yacimiento Cerro Dragón, Chubut-Santa Cruz, Patagonia Argentina.

Ventajas tenidas en cuenta

- Demanda local de energía eléctrica, asociada a la explotación de hidrocarburos.
- Viento local con velocidad media de 10 m/s, a 75 m del suelo, y 46% de FC.
- Posibilidad de emplazar un parque eólico con bajo impacto ambiental y social, sin interferir la actividad del yacimiento.
- Existencia y cercanía de red de media tensión (33kV), para inyección de la electricidad.
- Puerto a 80 Km del sitio de interés y Ruta nacional N° 26, para el transporte de aerogeneradores. Faltaría construir y mejorar 8 km de camino para llegar al sitio del emplazamiento.
- Infraestructura de la central térmica existente y personal con más de 10 años de trayectoria, con posibilidad de compartir el sistema de control con el parque eólico.

Rentabilidad del proyecto

- Ahorro de 315 m³ de gas natural quemado por cada MWh producido.
- Reducción de 97.930 t CO_{2e} por año y posibilidad de certificar bonos de carbono. El costo de gestión de los bonos y su valor de mercado, no aseguran en la actualidad una rentabilidad significativa, pero se abre la oportunidad de venderlos y se pone en evidencia el compromiso con el cuidado del ambiente.
- Disponibilidad de un plus de 136.200 m³/día de gas natural para atender compromisos de venta. Para analizar la rentabilidad del proyecto, se consideró un precio de 6 USD/MMBtu y se calculó la TIR para un amplio rango de precios de energía/gas natural (ver Figura 10).

Estimación de CAPEX y TIR

- Mientras el CAPEX de referencia para un parque eólico en Argentina es de 2,000 USD/kW, el diseño propuesto arrojó un valor de 1,700 USD/kW. Este

valor está sujeto a error porque se usó un “Budget Proposal” para la compra e instalación de los aerogeneradores, que representan 64% del presupuesto.

- Considerando 6 USD/MMBtu y un CAPEX de 1700-2000 USD/kW, se obtuvo un TIR de 5,3 - 2,8 % . Con un CAPEX de 1700 USD/kW y FC de 43-46%, el TIR se ubica en 4,3-5,3 %

Plazo estimado de ejecución del parque eólico

Se estima un plazo de ejecución del proyecto de 27 meses para el diseño, obtención de los permisos y habilitaciones (EIA), compra y montaje del parque eólico. Dentro de las tareas críticas se destacan:

- | | |
|---|---------|
| • Fabricación y traslado de los aerogeneradores | 9 meses |
| • Construcción de la fundación de las torres | 8 meses |
| • Permisos, habilitaciones y audiencia pública | 9 meses |

Plan de trabajo a futuro

Iniciar tareas de ingeniería básica del proyecto, como ser:

- Diseño del Micrositing,
- Cálculo de energía producida por el parque en conjunto con el análisis de los aerogeneradores disponibles en el mercado.
- Rediseñar y mejorar la mediciones climáticas (mástiles)

Tarifa de Gas

La rentabilidad del proyecto es muy sensible a la fluctuación de la tarifa de venta de gas. Por lo que es estratégico contar con algún acuerdo que establezca una tarifa estable, al menos por el plazo de operación del parque eólico.

6. Bibliografía

- European Commission (EC), Joint Research Centre (JRC)/PBL Netherlands Environmental Assessment Agency (2014), Emission Database for Global Atmospheric Research (EDGAR), release version 4.2., Brussels.
- Finanzas Carbono, Plataforma sobre financiamiento climático para Latinoamérica y el Caribe, <http://finanzascarbono.org/mercados/acerca/>, Acceso 3/12/15.
- Garrad Hassan. 2009. Análisis de producción energética del parque eólico Germanas en Argentina.
- GE Power & Water, GE GT-6B.03 Gas Turbine: Fact sheet. 2014.
- GE Power & Water, TM2500 + Mobile Gas Turbine Generator: Fact sheet. 2013.
- *Hamilton, Katherine; Sjardin,, Milo; Peters-Stanley and, Molly; Marcello, Thomas (2010-06-14). Building Bridges: State of the Voluntary Carbon Markets 2010 (PDF). Ecosystem Marketplace & Bloomberg New Energy Finance.*
- Instituto Argentino de Gas y Petróleo (IAPG). Estadísticas. <http://www.iapg.org.ar/estadisticasnew/>, Acceso 4 /12 /15.
- Intergovernmental Panel on Climate Change(IPCC). Synthesis report: Climate change. 2014.
- Ministerio de Ambiente y Control del desarrollo sustentable. 2009. Reglamentación del Título I, Capítulo I y el Título XI Capítulo I del Libro Segundo de la Ley N° 5439 “Código Ambiental de la Provincia de Chubut”. Decreto N° 185.
- Naciones Unidas 1998. Protocolo de Kioto de la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático.

- Naciones Unidas. 1992. Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
- Natural Survey Consulting S.A. 2011. Informe ambiental del Proyecto fase III: Conversión a ciclo combinado Cerro Dragón.
- Secretaria de Energía República Argentina. Tabla de Conversiones Energéticas. <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3622>, Acceso 3/12/15.
- Secretaria de Energía. 2014, Flujograma año 2014, http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/balances_2015/flujograma_energetico_2014_rev_c.pdf, acceso 4/12/15.
- Solar Turbines, Titan 130, Fact sheet. 2009.
- TECNOLATINA S.A.2006. Aprovechamiento de Energía Eólica en la Zona del Yacimiento Cerro Dragón.

6.1. Otras fuentes de datos

Información Geográfica existente en el SIG de PAE:

- Caminos
- Información Catastral
- Modelo Digital de Terreno
- Ubicación de instalaciones (pozos, baterías, líneas eléctricas, etc.)
- Imagen Satelital de alta definición (año 2014).

Base de Planeamiento Integrado de actividades en yacimiento:

- Cantidad de Gas consumido por TV
- Poder calorífico de Gas consumido
- Energía Generada

Fabricante de Aerogeneradores:

- Especificaciones técnicas de Aerogeneradores
- “Budget Proposal” Parque eólico Cerro Dragón.

7. Anexos

7.1. Abreviaturas

Al: Aluminio.

Btu: British Thermal Unit.

CAPEX: CAPital EXpenditures o inversiones en bienes de capitales

CAS: Cable Armado Subterráneo.

CDI: Planta generadora Cerro Dragón I.

CDII: Planta generadora Cerro Dragón II.

CERs: Certificados de Reducción de Emisiones.

CMNUCC : Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

CO2e: Dióxido de Carbono equivalente.

COP21: Vigésimoprimer Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

EIA: Estudio de Impacto Ambiental.

FC: Factor de capacidad.

GD: Generación Distribuida.

GEI: Gases de Efecto Invernadero.

Hz: Hertz.

IAPG: Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

km: Kilometro.

kV: Kilovoltio.

kW: Kilowatts.

kWh: Kilowatts/ hora.

m: metro.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio.

MMBtu: Millón de Btu.

MW: Megawatts.

MWh: Megawatts / hora.

OPEX: Operating expense o costos de operación y mantenimiento.

PAE: Pan American Energy.

PCI: Poder Calorífico Inferior.

ppm: parte por millón.

rpm: revolución por minuto.

SADI: Sistema Argentino de Interconexión

SE: Secretaria de Energía

SIG: Sistema de Información Geográfica.

t: Tonelada.

TG: Turbina de Gas.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

TV: Turbina de Vapor.

USD: Dólar Estadounidense.

V: Voltio.

VERs: Reducción de Voluntaria de Emisiones.

ZRRI: Planta generadora Zorro I.

ZRRII: Planta generadora Zorro II.

7.2. Diagrama de Gantt

