
TESIS FINAL DE MBA



**PLAN DE NEGOCIOS PARA LA EMPRESA ESTATAL YACIMIENTO
CARBONÍFERO RÍO TURBIO (YCRT) COMO PRODUCTORA DE
ENERGÍA ELECTRICA A TRAVEZ DE LA CENTRAL
TERMoeLECTRICA RIO TURBIO (CTRRT) "14 MINEROS".**



2023

Contenido.

I. Identificación del problema.....	1
II. Objetivo de la tesis.	1
III. Justificación.	1
IV. Marco teórico.	1
V. Metodología.	2
VI. Desarrollo metodológico.	2
VII. Alcance.....	4
VIII. Organización.	4
CAPITULO I. RESUMEN EJECUTIVO.	5
I.1. Antecedentes históricos.....	5
I.2. Negocio principal de YCRT en la actualidad.....	6
I.2. Misión de YCRT.....	7
I.3. Principales áreas operativas principales de YCRT.	7
I.4. Conversión del carbón en electricidad.....	9
I.5. Reservas de carbón. Vida útil del yacimiento.	9
I.6. Matriz energética nacional y en el contexto del G20.	11
CAPITULO II. TIEMPO. PLAZOS.	13
II.1. Objetivos técnicos a alcanzar por YCRT en el corto y mediano plazo.....	13
II.2. Objetivos corto plazo.	13
II.3. Objetivos de mediano plazo.....	13
CAPITULO III. ANALISIS DE RRHH. VIABILIDAD DE GESTIÓN.....	15

III.1. Recursos Humanos.....	15
III.2. Viabilidad de gestión. Organigrama de YCRT.....	17
CAPITULO IV. ANALISIS DE MERCADO.....	19
IV.1. Estrategia comercial y posicionamiento en el mercado de YCRT.....	19
IV.2. Precio internacional del carbón mineral.....	19
IV.3. Cálculo del precio de referencia del carbón que usaremos para este trabajo.....	20
IV.4. Mercado Mayorista Eléctrico (MME).....	21
IV.5. Funcionamiento en el Mercado Eléctrico Mayorista.....	23
IV.6. Costo medio monómico.....	23
IV.7. Costos y precios en el MEM. Energía y potencia. Valores representativos.	24
CAPITULO V. VIABILIDAD COMERCIAL.....	26
V.1. Análisis de competitividad. Fuerzas de PORTER.....	26
V.1.a. Entorno.....	26
V.1.b. Poder de negociación de clientes.	27
V.1.c. Poder de negociación de proveedores.....	27
V.1.d. Amenaza de entrada de nuevos competidores.	27
V.1.e. Amenaza de desarrollo de productos sustitutos.	28
V.1.f. Rivalidad entre competidores.....	28
V.1.g. Conclusiones del análisis de Fuerzas de Porter.....	28
V.2. Análisis FODA.....	29
V.2.a. Fortalezas.....	29

V.2.b. Oportunidades.	29
V.2.c. Debilidades.	30
V.2.d. Amenazas.	30
V.2.e. Conclusiones del análisis FODA.	30
CAPITULO VI. VIABILIDAD AMBIENTAL.	32
VI.1. Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) para la etapa de construcción de la Central Térmica Río Turbio (CTRT).	32
VI.2. Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) para la etapa operativa de la Central Térmica Río Turbio (CTRT). Situación al año 2022.	34
VI.3. La CTRT y su sistema actual de monitoreo continuo de gases.	37
VI.4. Conclusión sobre la viabilidad medioambiental del proyecto.	38
CAPITULO VII. VIABILIDAD TÉCNICA.	39
VII.1. Desarrollo técnico.	39
VII.2. Método de explotación del carbón por frentes largos en retroceso.	39
VII.2.a. Parámetros productivos promedio de un frente largo.	41
VII.2.b. Frentes de explotación disponibles actualmente en YCRT.	43
VII.3. Método de desarrollo de galerías secundarias (Galerías en carbón).	45
VII.3.a. Tipos de desarrollos secundarios.	45
VII.3.c. Producción promedio de una galería secundaria en desarrollo.	47
VII.3.c. Galerías secundarias en desarrollo actualmente.	49
VII.4. Método de desarrollo de galerías principales mecanizado (Galerías en estéril).	51
VII.4.a. Tipos de desarrollos principales.	51

VII.4.b. Producción promedio de una galería principal en desarrollo.....	52
VII.4.c. Galerías principales en desarrollo.	53
VII.5. Perfil de producción de carbón bruto a corto plazo.	55
VII.6. Perfil de desarrollo de galerías secundarias en carbón.	58
VII.6.a. Cantidad de metros de desarrollo de galerías secundarias para sostener la producción de carbón.....	59
VII.7. Perfil de desarrollo de galerías principales en estéril.	61
VII.7.a. Cantidad de metros de desarrollo de galerías principales para sostener la producción de carbón según el criterio del consumo de frentes largos.....	62
VII.8. Perfil productivo general. Producción y desarrollo.	64
CAPITULO VIII. VIABILIDAD ECONÓMICA.....	65
VIII.1. Tratamiento de la inflación en dólares en Argentina.	65
VIII.2. Perfil de ganancias obtenidas con las ventas de energía eléctrica.	65
VIII.3. Situación económica financiera de YCRT durante 2021. Diagnóstico.	66
VIII.4. Distribución general de gastos durante el 2021.	67
VIII.5. Resultado financiero esperado con la puesta en marcha de la CTRT.....	68
VIII.5.a. EBIT.	68
VIII.5.b. Margen neto.....	68
VIII.5.c. EBITDA.	70
VIII.6. Indicadores de rentabilidad del proyecto.....	72
VIII.6.a. Estructura general del flujo de caja (FC).	72
VIII.6.b. Horizonte de planeación.	73

VIII.6.c. Costo promedio ponderado de capital. Análisis como costo de oportunidad correspondiente a renunciar al proyecto de producir carbón para la venta.....	73
VIII.7. Determinación de VAN y TIR para el horizonte de planeación 2022 -2030.....	75
VIII.8. Determinación de VAN y TIR para el horizonte de planeación 2022 - 2035.....	77
VIII.8. Inversiones.....	79
CAPITULO IX. VIABILIDAD POLITICA.....	80
CAPITULO X. CONCLUSIÓN.....	82
ANEXO I. Diccionario minero.....	85
Bibliografía.....	90
ANEXO II. Plan de Acción y Presupuesto 2021. Yacimientos Carbonífero Rio Turbio.....	91
Índice de Figuras.	
Figura 1. Ubicación geográfica de la cuenca carbonífera.....	5
Figura 2. Imagen satelital de la cuenca carbonífera.....	8
Figura 3. Central térmica Río Turbio (CTRT) “14 Mineros”.....	8
Figura 4. Ciclo de conversión del carbón en electricidad. (http://www.ycrt.gob.ar).....	9
Figura 5. Matriz energética Argentina. Año 2020. (Fuente. Ember global electricity review 2021. Perfil G20. Argentina. 2021).	11
Figura 6. Matriz energética para los países del G20. Año 2020. (Fuente. Ember global electricity review 2021. Perfil G20. Argentina. 2021).....	12
Figura 7. YCF. Distribución del personal en interior de mina según el CITMADE para una producción de 1.500.000 Tn / año. Año 1972.	16
Figura 8. YCF. Distribución del personal en superficie según el CITMADE para una producción de 1.500.000 Tn / año. Año 1972.	16
Figura 9. Precio del carbón mineral australiano y sudafricano según el banco mundial.....	19
Figura 10. Evolución de precios del carbón entre 2019 y el primer trimestre de 2022 (Fuente Producción propia).....	20
Figura 11. Sistema interconectado nacional.....	21

Figura 12. Mercado Mayorista eléctrico. Principales actores.	22
Figura 13. Mercado Mayorista eléctrico.....	23
Figura 14. Precio monómico de la energía para el 2022.	24
Figura 15. Esquema de análisis por fuerzas de Porter.....	26
Figura 16. Frente largo en retroceso. Operación y equipos característicos.....	40
Figura 17. Esquema básico de desarrollo de frentes largos en YCRT.	42
Figura 18. Red de galerías de interior de mina. Ubicación de frentes largos.....	44
Figura 19. Galerías secundarias (en carbón). Galería de pie, de cabeza y Apertura.	46
Figura 20. Tunelera DOSCO de un cabezal escareador. Origen Polonia.....	46
Figura 21. Tunelera Remag R -130 de doble cabezal escareador. Origen Polonia.....	46
Figura 22. Tunelera. Sistema se evacuación de mineral.....	47
Figura 23. Galerías secundarias. Dimensiones generales que conforman un frente largo...	48
Figura 24. Red de galerías de interior de mina. Ubicación de galerías secundarias (en carbón) en desarrollo.	50
Figura 25. Tunelera en estéril FAMUR. KTV - 200.....	51
Figura 26. Galerías principales. Dimensiones que se deben desarrollar para liberar frentes largos.....	52
Figura 27. Red de galerías de interior de mina. Ubicación de galerías principales en desarrollo (PSCH7V y SCH7V).....	54
Figura 28. Producción histórica de carbón bruto y proyección al año 2030 (Fuente producción propia).....	57
Figura 29. Perfil de desarrollo mensual de galerías secundarias en carbón ante la puesta en marcha de los módulos de generación de energía eléctrica de la CTRT.	60
Figura 30. Perfil de desarrollo mensual de galerías principales en estéril ante la puesta en marcha de los módulos de generación de energía eléctrica de la CTRT. Fuente. Producción propia.	63
Figura 31. YCRT. Situación financiera de la compañía durante 2021.	66
Figura 32. Distribución de gastos en dólares durante el 2021.	67
Figura 33. Tabla de posiciones de las 10 mineras internacionales más rentables versus la rentabilidad de YCRT produciendo energía eléctrica con el módulo I y el módulo II.	69

Índice de Tablas.

Tabla 1. Recursos del Yacimiento.	10
Tabla 2. Recursos minerales versus producción anual.	11
Tabla 3. Objetivos de producción en el corto plazo. Resumen.	13
Tabla 4. Objetivos de producción en el mediano plazo. Resumen.....	14
Tabla 5. Cantidad de empleados en YCRT (Fuente. Producción propia en base al Anexo II. Cuadro C. Presupuesto 2021. Ministerio de Economía).	15
Tabla 6. Organigrama general de YCRT.	18
Tabla 7. Variables físicas y económicas que afectan el costo medio monómico del sistema.	24
Tabla 8. Fuerzas de Porter. Tabla de evaluación de competitividad para YCRT (Fuente. Producción propia).....	28
Tabla 9. Parámetros de desarrollo y producción de un frente largo (Fuente. Producción propia).....	42
Tabla 10. Frentes de explotación instalados y en proceso de instalación en YCRT. Julio de 2022. (Fuente. Producción propia).	43
Tabla 11. Parámetros productivos de una galería secundaria en desarrollo (Fuente. Producción propia).....	48
Tabla 12. Galerías secundarias (en carbón) en desarrollo. Julio de 2022 (Fuente. Producción propia).....	49
Tabla 13. Parámetros productivos de una galería principal en desarrollo (Fuente. Prod. propia).....	53
Tabla 14. Galerías principales en desarrollo. Año 2022.	53
Tabla 15. Perfil productivo de carbón. Periodo 2022 – 2024 y 2025 – 2030 (Fuente. Producción propia).....	55
Tabla 16. Ultima vez que se sacó una producción como la prevista para el año 2022 y 2024. Fuente. Producción propia realizada en base a lo expuesto en la Fig. 28.....	56
Tabla 17. Cantidad de desarrollos en carbón para sostener el consumo de Frentes largos. Fuente. Producción propia.....	59
Tabla 18. Desarrollos mensuales de galerías secundarias calculadas para sostener la producción. Fuente. Producción propia.	60

Tabla 19. Cantidad de desarrollos en estéril según el criterio de consumo de F.L. Fuente. Producción propia.....	62
Tabla 20. Desarrollos de galerías principales (en estéril) calculadas para sostener la producción. Fuente. Producción propia.	63
Tabla 21. Parámetros generales de producción y desarrollo para sostener la operatividad de la CTRT y demás compromisos asumidos. Fuente. Producción propia.	64
Tabla 22. Ganancias en USD obtenidos con la venta de energía eléctrica producida por la CTRT por hora, mes y año. Fuente. Producción propia.	65
Tabla 23. Resultado financiero de la operación 2021. Fuente. Producción propia.	66
Tabla 24. YCRT. Gastos en los que incurrió en 2021. Fuente. Producción propia.....	67
Tabla 25. Ganancias esperadas con la puesta en marcha de la CTRT. Fuente producción propia.....	71
Tabla 26. Costo de oportunidad entre ganancias de la venta de carbón y venta de energía eléctrica. Fuente producción propia.....	74
Tabla 27. Horizonte de planeación 2022 - 2030. Ganancia y gasto operativo de YCRT. Fuente producción propia.....	75
Tabla 28. Determinación de VAN y TIR para el horizonte de planeación 2022 - 2030. Fuente producción propia.....	76
Tabla 29. Horizonte de planeación 2022 - 2035. Ganancia y gasto operativo de YCRT. Fuente producción propia.....	77
Tabla 30. Determinación de VAN y TIR para el horizonte de planeación 2022 - 2035. Fuente producción propia.....	78
Tabla 31. Proyectos de inversión. Fuente. Presupuesto 2021. YCRT. Anexo II. Cuadro F. Ministerio de economía.....	79

Agradecimientos.

Esta investigación no hubiera sido posible sin la generosidad de aquellas personas que compartieron sus experiencia, conocimientos e información cuando todavía formaba parte de YCRT y durante el año 2022 cuando finalmente realicé este trabajo.

También al invaluable aporte, colaboración y guía de Franco Moyano quien fue mi director la mayoría de la tesis y del Dr. Marcelo Alcaras con quien la finalice.

A mi amor Angie quien sin su apoyo este trabajo no hubiese sido posible.

¡Gracias a todos!

Juan Pablo

I. Identificación del problema.

La empresa estatal Yacimientos carboníferos Río Turbio (YCRT) dedicada a la extracción de carbón mineral para la venta, tuvo solo durante 2021 una pérdida monetaria informada por el ministerio de economía de 63 millones de USD, el ejercicio del año 2021 no fue la excepción a décadas de pérdidas monetarias. La empresa se encuentra ante la propuesta de valor excepcional de transformar el carbón mineral que extrae en energía eléctrica para el país a través de la Central Carboeléctrica Río Turbio (CTRTR). ¿Podrá YCRT de la mano de la transformación del carbón mineral en energía eléctrica, dejar de ser una empresa estatal deficitaria? Lo analizaremos en el desarrollo de esta tesis.

II. Objetivo de la tesis.

El objetivo de este trabajo es realizar un plan de negocios para la empresa YCRT extrayendo carbón mineral de mina para producir 240 MWh de energía eléctrica para todo el país a través de la Central Térmica Río Turbio (CTRTR).

III. Justificación.

El desarrollo del plan de negocios para YCRT como empresa productora de energía eléctrica a partir del carbón mineral de mina está justificado porque la Central Térmica Río Turbio (CTRTR), construida por el gobierno nacional, ya tiene su primer módulo finalizado y el segundo módulo en un sesenta por ciento avanzado. Como veremos en el desarrollo de la tesis, la CTRTR está emplazada a cinco kilómetros de la bocamina principal, el carbón mineral esta medido, hay reservas y la mina cuenta con tecnología y personal tal como para calificar para pasar a proceso de desarrollo de plan de negocios. Sumado a lo anterior, la voluntad política del gobierno de turno es honrar la mega inversión realizada hasta el momento haciendo que el carbón de Río turbio se transforme en energía para el país.

IV. Marco teórico.

Antecedentes de la investigación.

Como antecedente de la investigación utilice la información histórica generada por el CITMADE (Centro de Investigaciones Técnicas - Matemáticas Aplicadas a la Dirección de Empresas) para el documento conocido como “Estudio de desarrollo a fin de aumentar la producción de carbón comerciable hasta tres millones de toneladas por año” del año 1972.

Como herramientas de recolección de datos se empleará toda la información que generé y recolecté cuando fui jefe de Ventilación de Mina dependiente del Departamento de Planificación

minera de YCRT como así también la información pública provista por el ministerio de Economía de la Nación a través de su página web.

Bases conceptuales.

Un plan de negocios (PDN) es un documento que se utiliza para analizar, evaluar, presentar y filtrar un proyecto de empresa. Es un documento que permite examinar las diferentes alternativas para llevar adelante una idea de negocio, evaluando la capacidad técnica y comercial, los resultados económico-financieros, y la obtención de los recursos necesarios para su realización. Se trata, entonces, de un instrumento estratégico-táctico que determina la idea de negocios, los objetivos y los recursos necesarios para conseguirlos, y que además establece los controles necesarios para evaluar y controlar la evolución posterior del plan.

V. Metodología.

Con los datos así recolectados se realizará un análisis mixto (cuantitativo y cualitativo) que permitirá determinar en qué condiciones de producción y desarrollo llegaremos a producir la cantidad necesaria de carbón para alimentar el módulo I en 2023 y el módulo II en 2025 de la CTRT. Con lo anterior se calcularán parámetros económicos financieros específicos para evaluar si YCRT a través de la CTRT es una empresa productora de energía eléctrica rentable.

Con respecto al diseño de investigación, el trabajo que abordaremos es un proyecto de innovación porque planteara estrategias para generar cambios, lo cual llevara a modificar concepciones y actitudes que actualmente existen en la empresa.

La existencia de necesidades insatisfechas, por la presencia de recursos subutilizados que pueden optimizarse y la necesidad de mejorar o complementar actividades en la organización hacen que el mejor estudio a implementar para el caso de Yacimientos Carboníferos Río Turbio como productor de energía eléctrica a partir de carbón mineral sea el de un Proyecto de innovación.

VI. Desarrollo metodológico.

En primer lugar, se desarrolló un diagnóstico de la situación real en la que está la empresa y un posterior estudio de viabilidad donde se verificó la rentabilidad de una idea de negocio.

Una empresa suele realizar un estudio de viabilidad para determinar el beneficio potencial que puede existir en una nueva idea de negocio o en un negocio ya funcionando que adquiere un nuevo rumbo.

Las áreas más comunes de un estudio de viabilidad incluyen la investigación de mercado, los aspectos técnicos, el modelo de negocio y la gestión.

Viabilidad de gestión.

Busca determinar la existencia de las capacidades gerenciales, técnicas y de liderazgo necesarias para realizar un proyecto (Sapag Chain, 2011). Consiste en la adecuación del proyecto a la planificación de la capacidad, los recursos, las metas estratégicas y los objetivos empresariales de la organización.

Viabilidad comercial.

Será necesario realizar un análisis del entorno donde opera la empresa y el proyecto. Se deberá realizar un estudio de mercado para determinar los productos o servicios, los precios, la distribución y la necesidad de inversiones en comunicación. El estudio de mercado no deberá limitarse al consumidor. Será necesario estudiar el mercado del proveedor, del competidor y del distribuidor.

Viabilidad técnica.

Tiene por finalidad determinar la posibilidad física de realizar el proyecto, para lo cual suele requerir la participación de un experto (Sapag Chain, 2011). Por ejemplo, ¿es suficiente el suministro de energía para atender la demanda derivada de ampliar la capacidad de producción?, ¿La capacidad de evacuación de residuos es suficiente para atender el aumento de producción?

Determina si se cuenta con los recursos técnicos y la experiencia necesaria para cumplir los requisitos del proyecto.

Viabilidad económica.

Busca determinar si los beneficios son mayores a los costos del proyecto (Sapag Chain, 2011). Consiste en la evaluación de los factores económicos para determinar la viabilidad financiera del proyecto. Para ello se utiliza un análisis costo - beneficio para comparar los costos financieros con los beneficios previstos.

Viabilidad ambiental.

Busca determinar el impacto del proyecto en el entorno y tiene relación con los otros estudios (Sapag Chain, 2011). Puede influir en definiciones técnicas (tecnología), legales (normas de tolerancia) y económicas (afecta el costo).

Viabilidad política.

Busca determinar la intencionalidad de quienes deben decidir, más allá de la rentabilidad del proyecto (Sapag Chain, 2011). En un proyecto pueden existir diferentes grupos de interés o participantes que tendrán diferente aversión al riesgo, información asimétrica, expectativas distintas, etc.

Viabilidad legal.

Tiene por finalidad determinar la ausencia de normas legales o internas que impidan la realización del proyecto (Sapag Chain, 2011). Un proyecto debe cumplir ciertos requisitos legales para poder llevarse a cabo, lo que incluye las leyes y reglamentos que se aplican a todas las actividades y resultados esperados.

Finalmente, se recurrió a fuentes de información de tipo secundaria y se usaron herramientas extras como la experiencia propia recabada y analizada durante los 6 años que trabaje en dicha empresa. Así también me valí de encuestas formulando preguntas fundamentales que se trataron con Gerentes de explotación retirados e ingenieros que generosamente me dieron sus respuestas.

VII. Alcance.

El alcance del presente estudio se sitúa en la Empresa Yacimientos Carboníferos Río Turbio (YCRT) extrayendo carbón mineral para producir 240 MWh de energía eléctrica a través de la Central Térmica Río Turbio (CTRT).

VIII. Organización.

El presente trabajo consta de 10 capítulos:

Capítulo I. RESUMEN EJECUTIVO.

Capítulo II. CALENDARIO Y CRONOGRAMAS.

Capítulo III. PERSONAL NECESARIO. VIABILIDAD DE GESTIÓN.

Capítulo IV. ANALISIS DE MERCADO.

Capítulo V. VIABILIDAD COMERCIAL.

Capítulo VI. VIABILIDAD AMBIENTAL.

Capítulo VII. VIABILIDAD TÉCNICA.

Capítulo VIII. VIABILIDAD ECONÓMICA.

Capítulo IX. VIABILIDAD POLÍTICA.

Capítulo X. CONCLUSIONES.

CAPITULO I. RESUMEN EJECUTIVO.

I.1. Antecedentes históricos

El Yacimiento carbonífero Río Turbio está situado en el extremo suroeste de la Provincia de Santa Cruz, limitando al oeste y al sur con la República de Chile. El Yacimiento se encuentra en las proximidades de la localidad de Río Turbio, sobre la Ruta Complementaria N°20, en el Departamento de Güer Aike (<http://www.ycrt.gov.ar>).

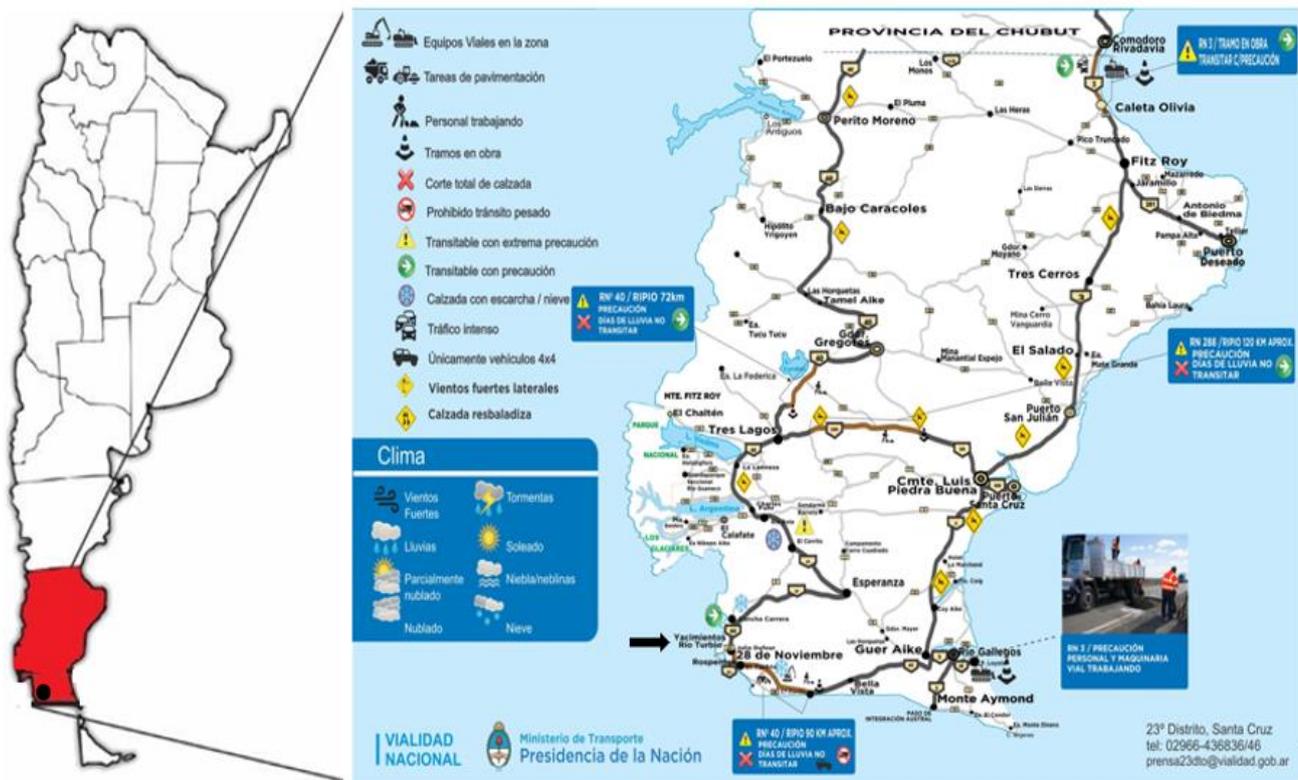


Figura 1. Ubicación geográfica de la cuenca carbonífera

La empresa nació en 1943 como una explotación minera carbonífera dirigida por la Dirección general de combustibles sólidos minerales dependiente de la Dirección general de energía cuyo núcleo de negocios era la extracción y comercialización de carbón mineral para abastecer las centrales térmicas nacionales que no podían proveerse del mineral debido al curso de la segunda guerra mundial. En 1958, bajo Decreto 3686, adquirió la figura de empresa estatal llamándose Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF).

En los noventa el gobierno del presidente Carlos Menem bajo el Decreto N° 988 de fecha 7 de mayo de 1993, concesionó YCF a un empresario llamado Sergio Taselli quien le cambió la figura jurídica y el nombre, Yacimientos carboníferos Río Turbio sociedad anónima conocida vulgarmente por sus siglas YCRT S.A.

Desde el año 2002 la empresa se halla intervenida por el estado nacional bajo el Decreto N° 1034/02 que anuló la concesión. Desde ese momento se pasó a llamar Yacimientos Carboníferos Río Turbio (YCRT). Con ese marco de circunstancias el Estado nacional designa periódicamente una persona física, por decreto, con la función de Interventor, cargo que tiene carácter de secretario de Estado. El interventor se encarga de administrar el presupuesto nacional asignado a ella y define los objetivos de mediano y largo plazo para la compañía.

En diciembre de 2015, se intentó alcanzar la figura jurídica de Sociedad del Estado (YCF SE), pero el proyecto de ley no alcanzó el quorum mínimo en la cámara de diputados y esa meta de la compañía nunca se cumplió. Todavía hoy, dicha figura jurídica continúa siendo uno de los objetivos fundamentales de la empresa.

En 2011, el Estado Nacional empezó a construir la Central Termoeléctrica Río Turbio, en adelante, CTRT, bautizada recientemente con el nombre “14 mineros”. En mayo de 2020, el Gobierno Nacional decide transferir la obra pública de la Central Térmica Río Turbio a la órbita de Yacimiento Carbonífero de Río Turbio y de los Servicios Ferroportuarios con Terminales en Punta Loyola y Río Gallegos, plasmada mediante Decreto 473/2020.

El proyecto de la CTRT consiste en una usina de generación eléctrica, operada y administrada por YCRT en base a un sistema de combustión de carbón en lecho fluidizado, con una potencia ISO en servicio base de 240 MWh (dos módulos de la marca Siemens de 120 MWh). Se prevé la conexión eléctrica al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) por medio de la Estación Transformadora de la central y el tendido de un Línea de Alta Tensión (LAT) finalizado en 2014.

Este hito marca un giro fundamental en el núcleo de negocios de la compañía que pasa de la comercialización del carbón mineral a la generación de energía eléctrica. Actualmente se halla próximo a su culminación y puesta en marcha, el primer módulo de generación eléctrica de 120 MWh.

1.2. Negocio principal de YCRT en la actualidad.

Con la puesta en marcha del primer módulo de 120 MWh de la CTRT, el negocio principal de YCRT pasa de la histórica producción de carbón mineral para la comercialización, a la producción de carbón mineral para transformarlo en energía eléctrica y venderla en el mercado energético argentino.

YCRT ingresará a un mercado regulado donde tendrá como único cliente a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) quien se encarga de concentrar toda

la oferta de energía eléctrica del país y distribuirla a través del Sistema Argentino de Interconectado (SADI).

YCRT ingresa a un mercado cuya oferta de energía no alcanza a cubrir la demanda requerida por el país por lo tanto no competirá con otros productores ya que CAMMESA compra toda la energía eléctrica generada por los distintos oferentes.

I.2. Misión de YCRT.

Que es YCRT: Es una empresa minera intervenida por el Estado nacional que busca posicionarse en el mercado energético argentino como productor de energía eléctrica a partir del carbón mineral.

Qué hace YCRT: Se dedica a producir carbón mineral por minería subterránea sustentable y transformarlo en energía eléctrica en la central térmica Río turbio “14 Mineros” (CTRT).

Que motiva a YCRT: Aprovechar las reservas de carbón mineral con que cuenta Río Turbio para producir energía eléctrica de bajo impacto ecológico para el mercado energético argentino.

I.3. Principales áreas operativas principales de YCRT.

- **Mina:** se encuentra actualmente en explotación la denominada Mina 5, con extracción de carbón mediante el sistema de “frentes largos, en retroceso, con derrumbe de techo controlado”.

- **CTRT:** se trata de la usina generadora de energía eléctrica de 2 x 120 MWh que se alimentara del carbón de la mina. La energía eléctrica que produzca la CTRT será vendida a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) quien lo distribuirá a todo el país a través del Sistema Argentino de Interconectado (SADI). La CTRT está operada por YCRT y es la central a carbón más austral del mundo. Su diseño respeta el medio ambiente y funcionará exclusivamente con el carbón producido en la mina de Río Turbio. La central forma parte del Plan Energético Nacional anunciado por el gobierno nacional argentino en 2004.

- **Planta Depuradora:** sitio donde se prepara el carbón, para lograr los requerimientos comerciales demandados. Jugará un rol fundamental en la producción de energía eléctrica ya que el carbón enviado a la CTRT será una mezcla o blending, de carbón bituminoso de alto contenido de Azufre (carbón bruto sin depurar) y carbón depurado fino en la planta.

- **Complejo Ferro - Portuario:** a través del tren se lleva el carbón hacia la localidad de Río Gallegos, para ser embarcado en el Puerto de Punta Loyola y de allí ser enviado a los distintos clientes. Tendrá un papel primordial en el plano medioambiental y operacional de la CTRT ya que a través de él se traerá el mineral Caliza que será usado como un captador del Azufre (S) que se libera

durante la combustión del carbón y que si gana la atmosfera produce el nocivo efecto conocido como lluvia ácida.

- **Talleres Centrales:** en esta área se realizan todas las tareas relacionadas con el transporte de personal, maquinarias viales utilizadas, pañoles, obras civiles, entre otras.

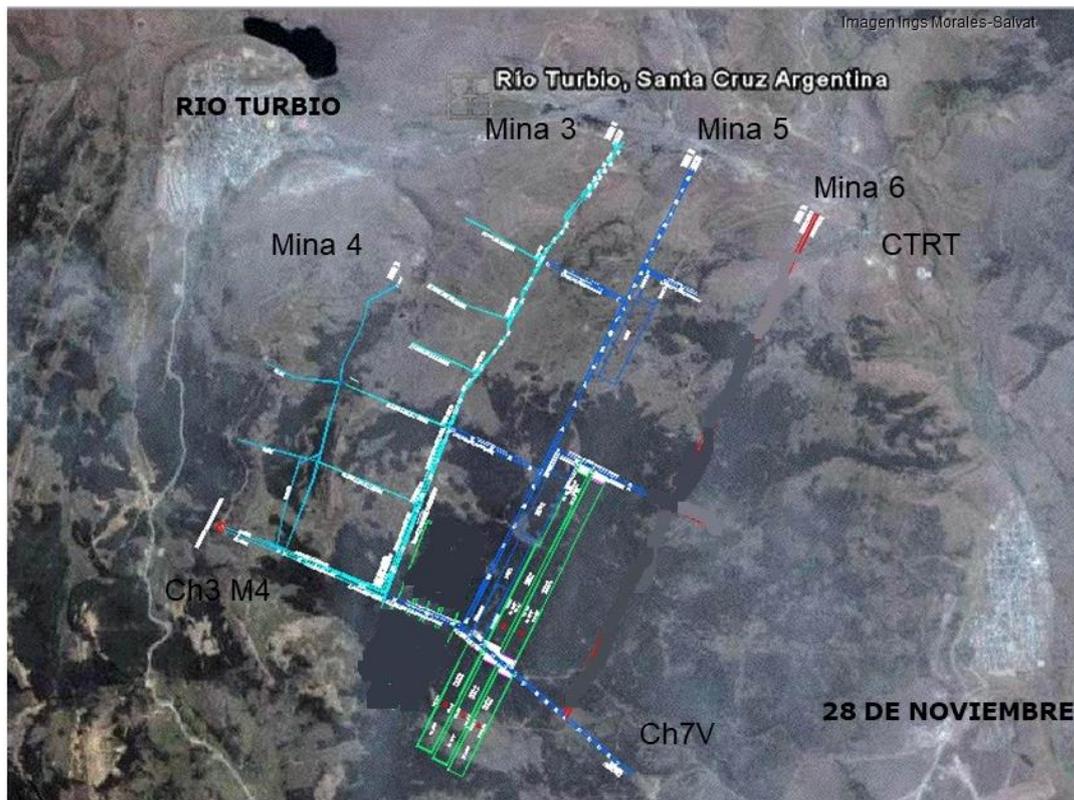


Figura 2. Imagen satelital de la cuenca carbonífera.



Figura 3. Central térmica Río Turbio (CTRT) "14 Mineros".

I.4. Conversión del carbón en electricidad.

La Central Termoeléctrica Río Turbio (CTRT) “14 Mineros” se trata de un complejo de generación eléctrica compuesta por dos turbinas Siemens que generan 120 MWh de energía eléctrica cada una.

En la CTRT, el carbón con la granulometría adecuada, se insufla a la cámara de combustión de las calderas en donde se quema a una alta temperatura. Los gases calientes y la energía calórica producida convierten el agua, que pasa por unos tubos que rodean la caldera, en vapor.

El vapor de alta presión es conducido hasta la turbina, que contiene decenas de aspas tipo propulsor. El vapor pasa a través de estas aspas, haciendo que el eje de la turbina gire a gran velocidad. Hay un generador montado en un extremo del eje de la turbina que consta de varias bobinas de cobre. La electricidad se genera cuando estas bobinas de cobre giran rápidamente dentro de un campo magnético fuerte.

Después de pasar por la turbina, el vapor se condensa y regresa a la caldera para volver a ser calentado (<http://www.ycrt.gob.ar>).

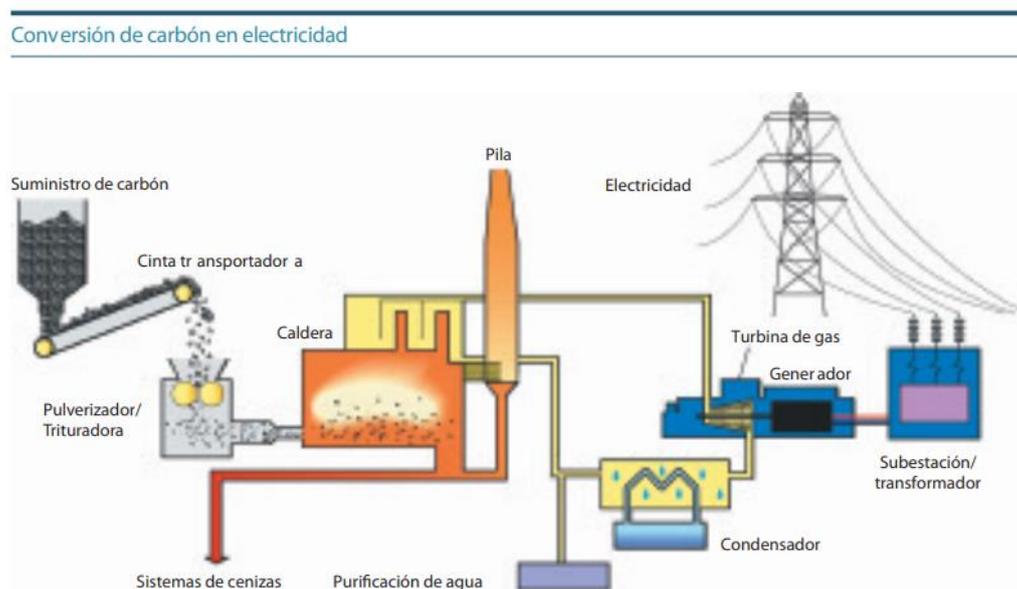


Figura 4. Ciclo de conversión del carbón en electricidad. (<http://www.ycrt.gob.ar>).

I.5. Reservas de carbón. Vida útil del yacimiento.

En 2003, la secretaría de energía de Nación realizó una estimación de reservas de Carbón en la zona de Río Turbio, estudio que arrojó que las mismas serían de 426.000.000 de Tn de carbón (Fuente. Serpa, Leopoldo. 2019. *Caracterización y Modelamiento 3D de una pileta de lodos para su posible explotación con fines térmicos.*).

Año	Recursos del yacimiento en Tn.	Tipo de recursos	Tn
2003	426.000.000	Medidos	271.000.000
		Indicados	116.000.000
		Inferidos	39.000.000

Tabla 1. Recursos del Yacimiento.

Un **Recurso Medido** es aquella porción del Recurso Minero para el cual tonelaje, densidades, leyes, características geológicas, geometalúrgicas, y geotécnicas han sido estimadas y caracterizadas con un significativo nivel de confianza.

Estas estimaciones y caracterizaciones están basadas en reconocimientos detallados, confiables, verificables y en análisis y pruebas representativas ubicadas de acuerdo a una malla de información tal que la continuidad de leyes y de características geológico-metalúrgicas permite su validación (Fuente. Metodología y Clasificación de Recursos y Reservas. M. Mansilla – Codelco. 2011).

El mineral puede ser codificado como **Recurso Indicado** cuando la naturaleza, calidad, cantidad, y distribución de datos son tales que permiten una adecuada interpretación del marco geológico de modo que la continuidad y caracterización de la mineralización puede ser aceptablemente asumida (Fuente. Metodología y Clasificación de Recursos y Reservas. M. Mansilla – Codelco. 2011).

Un **Recurso Inferido** es aquella porción del Recurso Minero para el cual las estimaciones de tonelaje y ley están limitados en exactitud y precisión debido a muestreos fragmentarios, limitados, y a percepciones asumidas sobre su continuidad geológica, y a extrapolaciones de carácter más bien subjetivo sobre la naturaleza de los controles de la mineralización.

Debido a las incertidumbres asociadas con el Recurso Inferido no existe certeza de que todo este mineral o una porción de él se convierta, en definitiva, a la categoría de Recurso Indicado o Recurso Medido como resultado de un reconocimiento adicional (Fuente. Metodología y Clasificación de Recursos y Reservas. M. Mansilla – Codelco. 2011).

A los ritmos de producción que demandaría la CTRT de 2 x 120 MWh, a su máxima generación de energía eléctrica, que serían de 1.400.000 Tn / año, el yacimiento tendría una vida útil de 350 años aproximadamente.

Recursos del yacimiento en Tn.	Producción anual en Tn.	Vida útil en años
426.000.000	1.400.000	350

Tabla 2. Recursos minerales versus producción anual.

I.6. Matriz energética nacional y en el contexto del G20.

Actualmente el carbón representa el 1 % de nuestra matriz energética nacional. No todo este carbón se produce en YCRT sino que parte es comprado a países como Colombia, México o Sudáfrica. (Ember global electricity review 2021. Perfil G20. Argentina. 2021).

Pese al reciente crecimiento de la energía eólica y solar, la participación de combustibles fósiles de Argentina se sitúa en el medio de la tabla del G20 quedando en octavo lugar. Asimismo, el país tiene la segunda más alta participación de gas, con casi el triple del promedio mundial. El avance de la transición energética deberá centrarse en reducir la participación del gas mediante el constante despliegue de tecnologías de energía limpia, tales como eólica y solar (Ember global electricity review 2021. Perfil G20. Argentina. 2021).

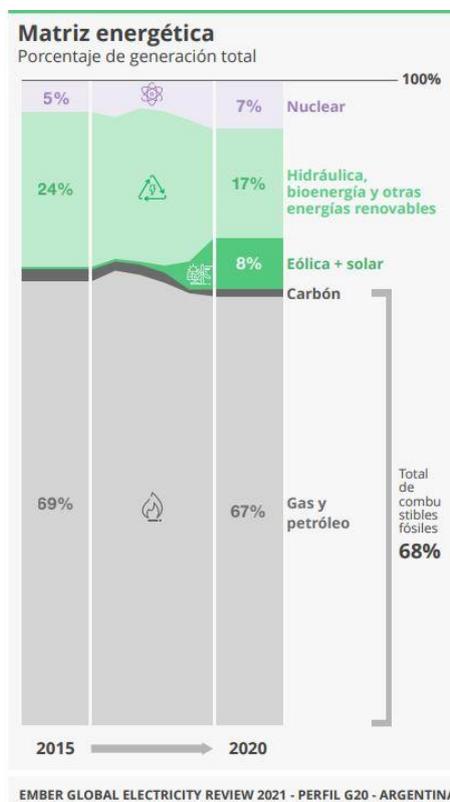
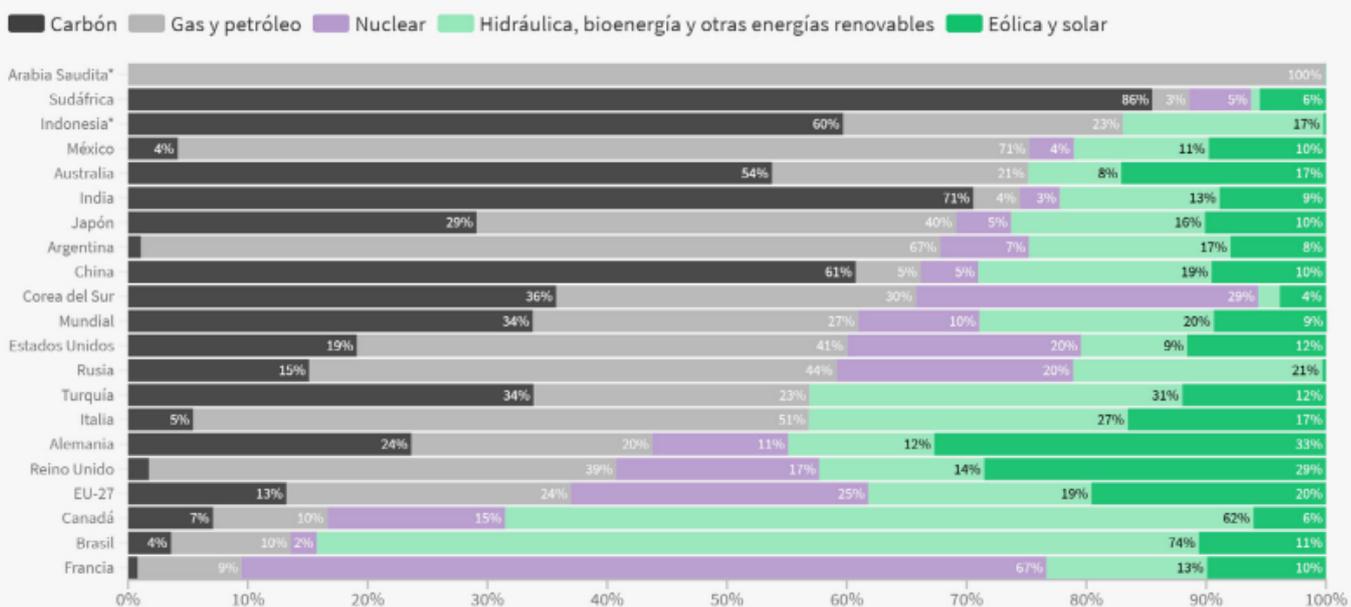


Figura 5. Matriz energética Argentina. Año 2020. (Fuente. Ember global electricity review 2021. Perfil G20. Argentina. 2021).

Matriz de generación energética en el 2020, para los países del G20



*Para Indonesia y Arabia Saudita, se usa el 2019 pues no hay datos para el año 2020.
Global Electricity Review de Ember, marzo de 2021.

Figura 6. Matriz energética para los países del G20. Año 2020. (Fuente. Ember global electricity review 2021. Perfil G20. Argentina. 2021).

CAPITULO II. TIEMPO. PLAZOS.

II.1. Objetivos técnicos a alcanzar por YCRT en el corto y mediano plazo.

Toda estrategia debe ser llevada a la acción a través de objetivos concretos parametrizados en el tiempo. En esta tesis me enfocaré en la definición de objetivos técnicos a corto y mediano plazo.

Los objetivos técnicos que debe cumplir la empresa están marcados por dos hitos fundamentales de la CTRT:

Corto plazo: Periodo de tiempo entre la puesta en marcha del Módulo I y el año 2024. Siempre que nos refiramos al corto plazo, nos referiremos al periodo comprendido entre los años 2022 y 2024.

Mediano Plazo: Periodo de tiempo entre la puesta en marcha del Módulo II y el año 2030. Siempre que nos refiramos al mediano plazo nos referiremos al periodo comprendido entre los años 2025 y 2030.

II.2. Objetivos corto plazo.

1. Alcanzar la plena operatividad de la mina y lograr los parámetros de producción y desarrollo necesarios para abastecer el Módulo I de la CTRT. En la Tabla 3 vemos un resumen de los parámetros de producción que son necesarios cumplir durante el Corto plazo, desarrollaremos los mismos en el Título XX. **Perfil productivo general. Producción y desarrollo.**

2. Finalizar el Módulo I de la Central Termoeléctrica Rio Turbio “14 Mineros” y generar 120 MWh de energía eléctrica.

Corto plazo	Producción de carbón bruto.	Desarrollos secundarios en carbón.	Desarrollos principales en roca estéril.	CTRT. Módulo I.
Año 2022 - 2024	Tn / año	M / año	M / Año	MWh
Totales	716.400	5.568	2.784	120

Tabla 3. Objetivos de producción en el corto plazo. Resumen.

II.3. Objetivos de mediano plazo.

1. Incrementar la operatividad de la mina y alcanzar los parámetros de producción y desarrollo necesarios para el funcionamiento de los Módulos I y II de la CTRT. En la Tabla 4 vemos un resumen de los parámetros de producción que son necesarios cumplir durante el Mediano plazo, desarrollaremos los mismos en el Título XX. **Perfil productivo general. Producción y desarrollo.**

2. Finalizar el Módulo II de la Central Termoeléctrica Rio Turbio “14 Mineros” y generar con ambos módulos 240 MWh de energía eléctrica.

Mediano plazo	Producción de carbón bruto.	Desarrollos secundarios en carbón.	Desarrollos principales en roca estéril.	CTRT. Módulo I y II.
Año 2025 - 2030	Tn / año	M / año	M / Año	MWh
Totales	1.376.400	8.352	5.568	240

Tabla 4. Objetivos de producción en el mediano plazo. Resumen.

CAPITULO III. ANALISIS DE RRHH. VIABILIDAD DE GESTIÓN.

III.1. Recursos Humanos.

Los recursos humanos con los que cuenta la empresa nos tienen que permitir alcanzar en 2025 una producción de carbón de 1.376.400 Tn / año y 240 MWh de energía eléctrica.

Contrastaremos la dotación actual de la compañía con la dotación calculada en año 1972 para una producción de 1.500.000 Tn /año.

Según la Resolución 952 / 2021 del Ministerio de Economía, Anexo II. Cuadro C. Presupuesto 2021. YCRT, indica que la dotación de personal actual es de 2066 empleados. Los mismos se hallan distribuidos de la siguiente manera:

Empleados de nivel directivo: Incluye al Coordinador general, Gerentes y subgerentes de las distintas áreas.

Técnicos y profesionales: Esta compuesta por los ingenieros, geólogos y técnicos de las distintas especialidades. Así mismo están incluidas otros profesionales como médicos, enfermeras, abogados y contadores.

Administrativos: Este personal es el que realiza tareas de oficina y de apoyo logístico a técnicos, profesionales, jefes y directivos de las distintas áreas.

Obreros y personal de mastranza: Dentro de esta categoría está el personal minero propiamente dicho, que desarrolla sus labores diarias en interior de mina, los operarios de superficie en todas sus ramas y los que trabajan en la operación de la CRTT.

El Presupuesto 2021 en su Anexo I bajo el título Recursos humanos enuncia cual era el objetivo para el personal durante 2021, "Se continuará con el diseño y armado de planes de profesionalización en áreas de oportunidad, como también de capacitación para los agentes que se desempeñan en las diferentes áreas, con los objetivos de mantener niveles de reemplazo naturales en los equipos de trabajo".

	Cantidad de empleados	Porcentaje (%)
Planta	2066	100
Empleados de nivel directivo	11	0,54
Técnicos y profesionales	354	17,13
Administrativos	86	4,16
Obreros en superficie (Incluye el personal de la CRTT)	615	30,0
Obreros mineros	1000	48,4

Tabla 5. Cantidad de empleados en YCRT (Fuente. Producción propia en base al Anexo II. Cuadro C. Presupuesto 2021. Ministerio de Economía).

El Centro de Investigaciones Técnicas - Matemáticas Aplicadas a la Dirección de Empresas (CITMADE) en su "Estudio de desarrollo a fin de aumentar la producción de carbón comerciable hasta tres millones de toneladas por año" del año 1972 calculó que para una producción de 1.500.000 Tn / año de carbón depurado la dotación en interior de mina debía ser de 1444 operarios donde el fuerte de la producción se dividirías en dos divisiones (1 y 2) cada cual tendrían a su cargo una determinada cantidad de frentes largos y desarrollos (Ver Fig. 7).

Clasificación	Número
Supervisores	18
División 1	502
División 2	439
Electricistas	270
Transporte y laboreo	173
Planeamiento y seguridad	22
TOTAL PARCIAL	1.424
Varios, no especificados	20
TOTAL	1.444

Figura 7. YCF. Distribución del personal en interior de mina según el CITMADE para una producción de 1.500.000 Tn / año. Año 1972.

Según este mismo estudio, el personal de superficie para producir 1.500.000 Tn /año de carbón depurado sería de 192 trabajadores (Ver Fig. 8).

Categoría	Número
Supervisores generales y empleados de seguridad	5
Oficiales administrativos y telefonistas	15
Servicios (transporte), empleados de las lámparas, de los baños, de primeros auxilios y conductores	21
Operarios de la cinta del guinche, maquinistas de las locomotoras y de las grúas	29
Electricistas, mecánicos, encargados de los almacenes, etc.	32
Trabajadores - manipulación del material, drenaje, limpieza, etc.	30
Personal de la planta depuradora tercera	60
TOTAL	192

Figura 8. YCF. Distribución del personal en superficie según el CITMADE para una producción de 1.500.000 Tn / año. Año 1972.

	1972	2021	Observaciones
Personal en interior de mina	1444	1000	Se observa que la cantidad actual de operarios en interior de mina es un 31 % más baja que lo recomendado en 1972.
Personal en Superficie	192	1066	En 1972, la cantidad de operarios en superficie era el 13.3 % del total de empleados mientras que en 2021 es del 51.5 %.
Total	1636	2066	Se observa que la cantidad total de personal en la actualidad es 21 % mayor a la calculada en 1972. En general el número final de empleados no es desproporcionado pero si debe producirse una redistribución del personal para reforzar la dotación de interior de mina.

Tabla 6. Cantidad de empleados en YCRT versus cantidad de empleados calculada para YCF por el CITMADE en 1972 (Fuente. Producción propia).

III.2. Viabilidad de gestión. Organigrama de YCRT.

Analizaremos la cantidad de personas con capacidades gerenciales, técnicas y de liderazgo necesarias en 1972 y 2021 a fin de poder establecer una comparación.

1972		2021	
Supervisión interior de mina + superficie	23	Empleados nivel directivo	11
Planeamiento y seguridad	22	Técnicos y profesionales	354
Total	45	Total	365
Observaciones	Se observa que la cantidad total de personal gerencial, mandos medios, supervisores, profesionales y técnicos es nueve veces superior en la actualidad que la calculada en 1972. Este número no parece desproporcionado en la situación actual de contar con la CTRT y en general con una empresa con más personal y tecnificación que hace 50 años		

Tabla 7. Cantidad de personal gerencial, mandos medios, supervisores, profesionales y técnicos en la actualidad versus la calculada para YCF por el CITMADE en 1972 (Fuente. Producción propia).

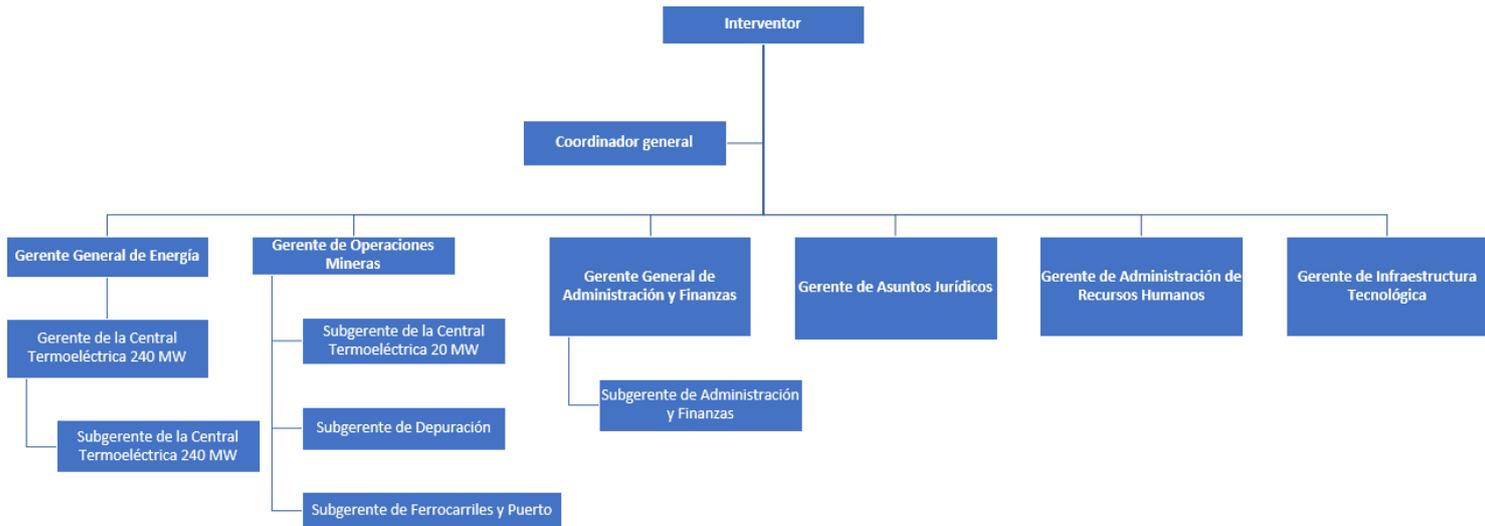


Tabla 6. Organigrama general de YCRT.

CAPITULO IV. ANALISIS DE MERCADO.

IV.1. Estrategia comercial y posicionamiento en el mercado de YCRT.

La estrategia comercial de YCRT será la producción y comercialización de energía eléctrica a partir del carbón mineral. El complejo carboeléctrico subirá dicha energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y será la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), quien distribuirá la misma. De esta manera YCRT se posicionará en el mercado energético argentino como productor de energía eléctrica.

IV.2. Precio internacional del carbón mineral.

Según su página web oficial (<https://www.ycrt.gob.ar>), la empresa YCRT usa como referencia para la venta el precio promedio del carbón mineral australiano y sudafricano publicado por el banco mundial en su sitio web oficial. (<https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>)

World Bank Commodities Price Data (The Pink Sheet)											2-Jun-2022		
Commodity	Unit	Annual Averages			Quarterly Averages				Monthly Averages				
		Jan-Dec	Jan-Dec	Jan-Dec	Jan-Mar	Apr-Jun	Jul-Sep	Oct-Dec	Jan-Mar	Mar	Apr	May	
		2019	2020	2021	2021	2021	2021	2022	2022	2022	2022		
Energy													
Coal, Australia	\$/mt	a/	77.9	60.8	138.1	89.5	109.7	169.1	183.9	197.0
Coal, South Africa	\$/mt		71.9	65.7	119.8	86.8	100.5	135.4	156.7	219.8	294.4	302.0	280.0

Figura 9. Precio del carbón mineral australiano y sudafricano según el banco mundial.

El carbón mineral, es una commodity que traía una tendencia a la caída de sus precios desde octubre de 2018 a causa, principalmente, de la constante presión por la erradicación de las emisiones de CO2 en las recientes cumbres climáticas.

Sin embargo, durante 2021, debido a la tensión comercial entre China y Australia, generada por la solicitud del Gobierno australiano de realizar una investigación sobre el origen del Covid-19 y la gestión de China en el brote inicial, el gigante asiático optó por imponer una serie de trabas en distintos productos, entre ellos el carbón mineral, generando un súbito incremento del precio del mismo.

Durante los últimos meses de 2021 el precio del carbón registró valores récord y ha continuado así hasta nuestros días (Abril 2022) a consecuencia de la invasión de Rusia a Ucrania y la decisión de la primera de restringir el gas que envía a Europa occidental.

Evolución del Precio del carbón mineral

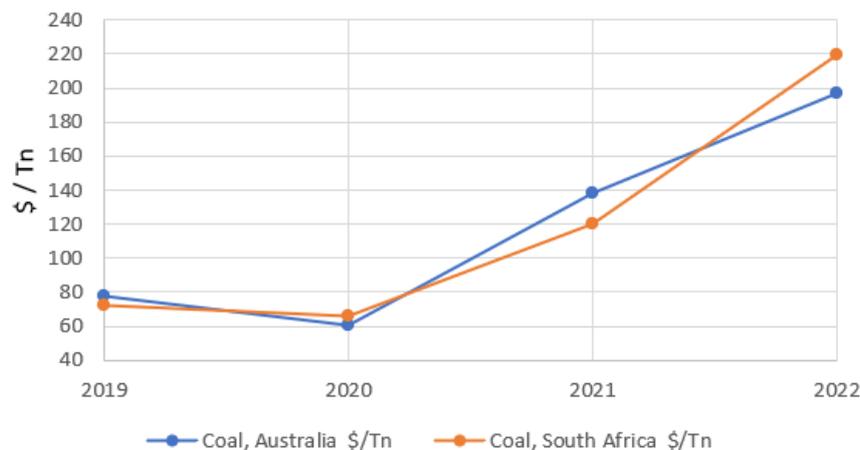


Figura 10. Evolución de precios del carbón entre 2019 y el primer trimestre de 2022 (Fuente Producción propia).

En el contexto nacional e internacional esperado para el periodo 2022 – 2024 y esperando que el conflicto en Ucrania se resuelva, podemos esperar que el precio internacional del carbón se mantenga en un promedio entre los máximos y los mínimos registrados entre 2019 y 2022. Para los fines de esta tesis, seremos conservadores y tomaremos como precio promedio internacional del carbón de 105 USD / Tn. Si las cuestiones internacionales durante la próxima década empujan el precio promedio del carbón por encima del que estamos estimando, las ganancias para la compañía serán mayores de las que calcularemos en este trabajo.

IV.3. Cálculo del precio de referencia del carbón que usaremos para este trabajo.

Usaremos el precio mínimo y el máximo del carbón australiano ya que son los que menor cotización han tenido entre 2019 y 2022 para obtener un precio de referencia promedio entre ambos. A dicho valor lo castigamos con una quita del 20 % suponiendo que el criterio del promedio usado en este análisis fuese demasiado optimista.

$$\text{Precio de referencia} = (60.8 + 197.0) / 2 - ((60.8 + 197.0) / 2) * 0.2 = 103.12 \text{ USD.}$$

Usaremos un valor redondo de 105 USD.

Precio de referencia para este trabajo:

$$\mathbf{1 \text{ Tn de carbón mineral} = 105 \text{ USD}}$$

IV.4. Mercado Mayorista Eléctrico (MME).

La energía eléctrica producida en la CTRT se inyecta al Sistema interconectado nacional y se distribuye en el país administrada por CAMESA (Compañía administradora del mercado mayorista energético sociedad anónima).

La capacidad instalada del Mercado Eléctrico Mayorista de la Patagonia (MEMSP) es de 777 MW, contando actualmente con las Centrales Térmicas **Patagonia**, **Comodoro Rivadavia**, **Pico Truncado I y II** y las **Hidroeléctricas Futaleufú y Ameghino**. De ellos, un 67% es de tipo Hidroeléctrico y un 33% se genera a través de Centrales Térmicas de Turbina a Gas o Ciclo Combinado. La CTRT representa un 31% de ampliación de la generación actual, y la duplicación de la capacidad de generación térmica actual. Como prioridad de inversión nacional se ha definido la necesidad de extender el Sistema Interconectado a la Patagonia a través de la construcción de Líneas de Alta Tensión que unan las ciudades de Pico Truncado con Piedra Buena, Río Gallegos, Esperanza, Río Turbio y El Calafate.

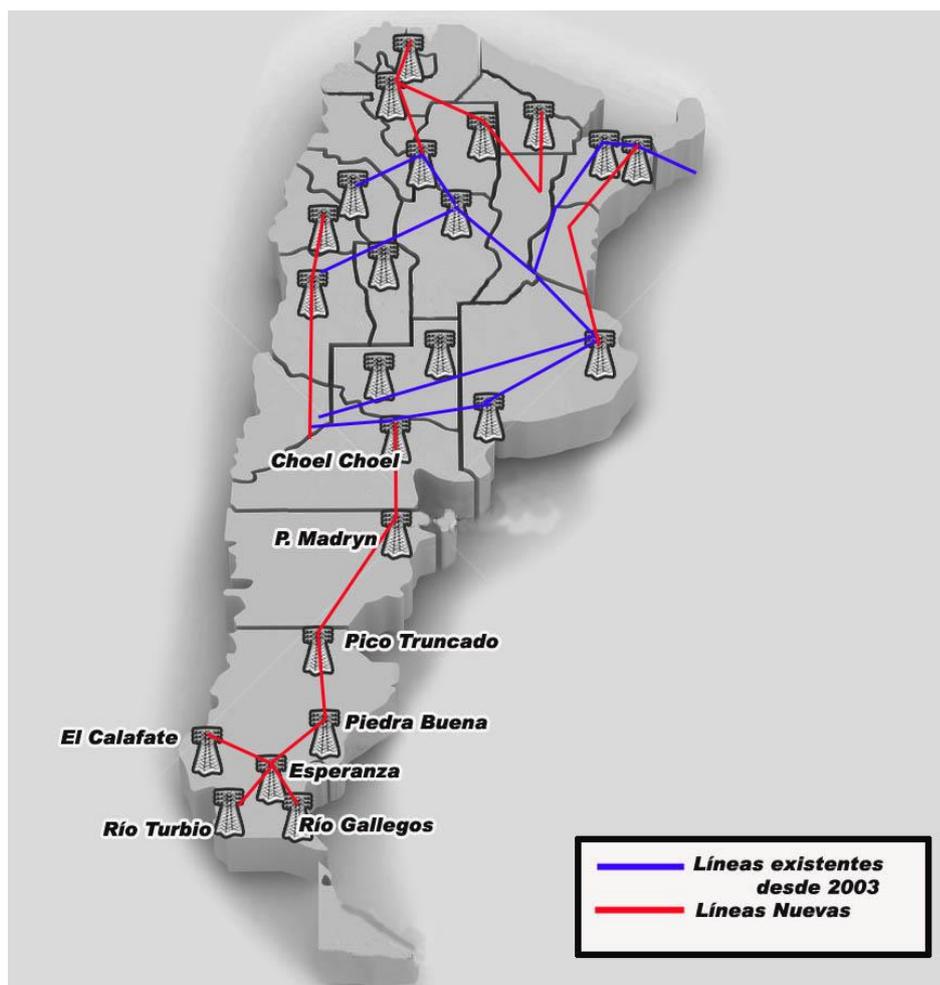


Figura 11. Sistema interconectado nacional.

En la Argentina, la industria, fue separada en sus tres etapas:

- **Generación.**
- **Transmisión.**
- **Distribución.**

Por sus características intrínsecas y naturales, el sector de la generación se concibió como un mercado en competencia, mientras que el transporte y la distribución, siendo monopolios naturales, se concesionaron y se sometieron a una regulación por incentivos y resultados.

La actividad de TRANSPORTE (transmisión) de electricidad tiene por objetivo vincular eléctricamente a los generadores con la demanda de energía, con las distribuidoras o los grandes usuarios y es calificada servicio público por la legislación (Fuente. PRECIO MAYORISTA DE LA ENERGIA ELECTRICA Marco Legal. Criterios Procedimientos e Implementación. 2022. Ministerio de energía y minería. Presidencia de la nación).

La DEMANDA de energía está conformada por las distribuidoras y los grandes usuarios del MEM. Las distribuidoras a quien, dentro de su zona de concesión son las responsables de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente. Las concesiones de distribución son otorgadas por los poderes concedentes de cada área, pudiendo ser estas Nacionales (como en el caso de EDENOR y EDESUR), Provinciales (EDEA, EPEC, etc.), o Municipales (Trelew, Comodoro Rivadavia, etc.). Se considera gran usuario a quien contrata en forma independiente y para su consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el comercializador. Las condiciones de estos contratos son pactadas libremente entre las partes, imponiendo la regulación del MEM exclusivamente condiciones mínimas de información necesarias para su administración y plazos mínimos de duración.

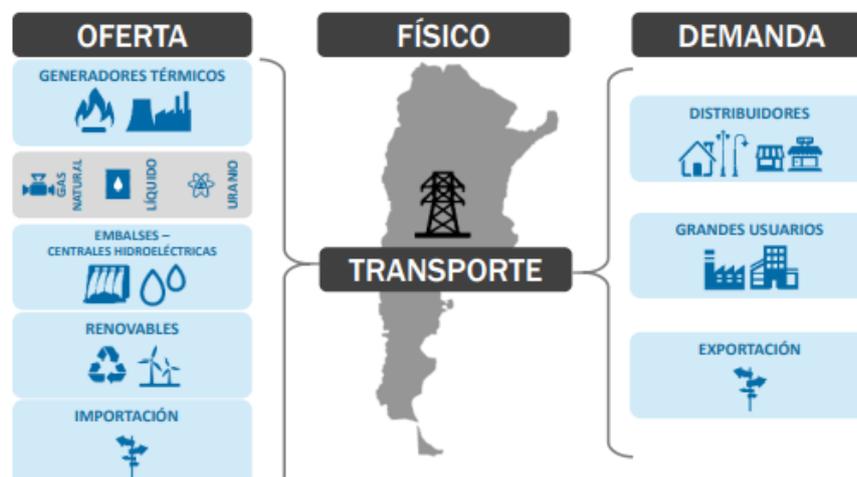


Figura 12. Mercado Mayorista eléctrico. Principales actores.

El modelo implementado establece que las distribuidoras pueden comprar la energía eléctrica a través de un sistema de precios estabilizado (o estacional) y/o a través de contratos en el Mercado a Término.

IV.5. Funcionamiento en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Los Agentes y Participantes del MEM realizan sus operaciones de compra y venta de energía eléctrica a través de:

1. Mercado a Término (contratos).
2. Mercado SPOT.

En el Mercado a Término los agentes productores y demandantes acuerdan contratos de abastecimiento por cantidades, precios y condiciones (punto de entrega, garantías, penalidades por incumplimiento, etc.) libremente acordadas por las partes, imponiendo la regulación del MEM exclusivamente condiciones mínimas de información necesarias para su administración y plazos mínimos de duración.

La energía y potencia no comercializada a través del mercado a término, se comercializa a través del mercado SPOT.

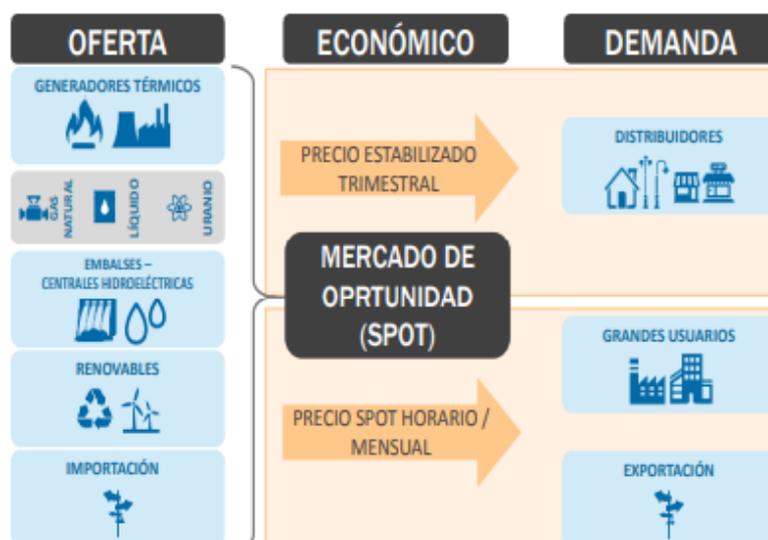


Figura 13. Mercado Mayorista eléctrico.

IV.6. Costo medio monómico.

El Costo Medio Monómico es la suma de los costos representativos de producción (propios y asociados) de energía eléctrica en el MEM, dividida la demanda abastecida total, en un periodo de control.

$$\text{Costo medio monómico del sistema} = \frac{\sum \text{Costos de generación y asociados}}{\text{Demanda abastecida en el MEM}}$$

Esos costos varían en función de variables físicas y económicas:

Valores físicos	Cantidades de generación por tipo/tecnología, consumos de combustibles.
Valores económicos	Precios representativos de reconocimiento de costos (tasa de cambio, O y M, combustibles, capacidad), además de otros costos adicionales de gestión.

Tabla 7. Variables físicas y económicas que afectan el costo medio monómico del sistema.

El costo representativo de adquisición de energía en el MEM se representa con una ecuación (de varias variables) resultando en un valor monómico para distintas variables técnicas y económicas en el período de control y una participación relativa del peso de las variables elegidas.

IV.7. Costos y precios en el MEM. Energía y potencia. Valores representativos.

El Costo Monómico anual durante 2022 se encontrará en el orden de **60 USD/MWh** (Fuente. PRECIO MAYORISTA DE LA ENERGIA ELECTRICA Marco Legal. Criterios Procedimientos e Implementación. 2022. Ministerio de energía y minería. Presidencia de la nación).

Como se puede ver en el gráfico, la ecuación los costos están representado por distintas variables técnicas y económicas:

- **Combustibles Alternativos** => costos asociados especialmente a los combustibles líquidos Fuel Oil (FO) y Gasoil (GO).
- **Combustible gas y asociados** => costos relacionados con el uso del gas natural.
- **Contratos Capacidad** => costos de nueva potencia asociado a la expansión de la capacidad.
- **Operación y Mantenimiento** => costos directos asociados a la producción de energía.

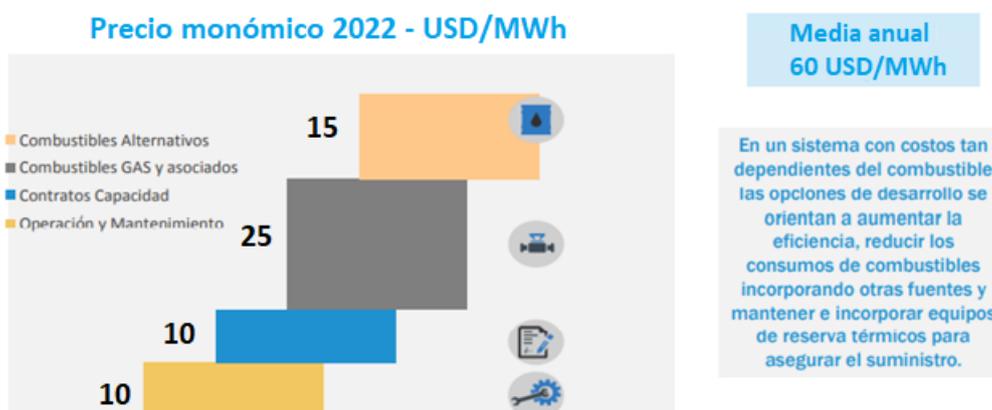


Figura 14. Precio monómico de la energía para el 2022.

En la situación de Argentina prevista para el 2022 se prevé que el MWh generado por la CTRT “14 Mineros” se venderá a 60 USD, valor que vuelve un negocio muy interesante la generación de energía eléctrica. Se prevé estabilidad de precio para el periodo 2022 – 2024.

1 MWh = 60 USD.

CAPITULO V. VIABILIDAD COMERCIAL.

V.1. Análisis de competitividad. Fuerzas de PORTER.

Con gran maestría, Michael Porter (1997) reúne teoría y práctica para ayudar a empresas, instituciones e incluso países a encontrar su camino para “Ser competitivo”. En el actual contexto económico, sólo sobrevivirán las empresas que consigan seguir siendo competitivas.

Aplicaremos sus enseñanzas para ver qué tan competitiva puede ser YCRT en el Mercado Mayorista eléctrico argentino.



Figura 15. Esquema de análisis por fuerzas de Porter.

V.1.a. Entorno.

Empresa a ser analizada: YCRT como productora de energía eléctrica a través de la CRTT.

Producto: Energía eléctrica.

Mercado: El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es el ámbito en el cual los distintos oferentes de energía eléctrica ponen a disposición su capacidad de producir la misma. El orden de despacho de la generación se define en base a un criterio de mínimo costo para el abastecimiento de la Demanda establecido por la empresa CAMMESA S.A (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.) quien administra el mercado. El MEM está compuesto en la actualidad por unas 300 unidades de generación representadas por más de 50 empresas participantes privadas,

nacionales, provinciales e internacionales. En la actualidad, la oferta de energía no satisface la demanda nacional.

Proveedores: En lo que respecta a carbón mineral, YCRT no posee proveedores. El carbón mineral en Argentina es extraído únicamente en la provincia de Santa Cruz por YCRT. La materia prima que usaremos para producir la energía eléctrica, el carbón mineral, será producida en la mina subterránea que posee la compañía.

V.1.b. Poder de negociación de clientes.

Es la capacidad de los clientes para poner a la empresa bajo presión, se evalúa también la sensibilidad del cliente a los cambios de precios.

Cliente: CAMMESA S.A (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.) Este cliente único tiene gran capacidad de poner a YCRT bajo presión e imponer multas multimillonarias si no cumple con entregar la energía eléctrica comprometida.

Poder de negociación del cliente: Alto.

V.1.c. Poder de negociación de proveedores.

Este “poder de negociación” se refiere a una amenaza impuesta sobre la industria por parte de los proveedores, a causa del poder que estos disponen ya sea por su grado de concentración, por las características de los insumos que proveen, por el impacto de estos insumos en el costo de la industria, etc.

En el caso de YCRT ella misma produce el carbón mineral que luego transformara en energía eléctrica, por lo que es su propia proveedora.

No hay materia prima sustituta posible porque las turbinas de generación Siemens de la CTRT funcionan únicamente a carbón mineral.

Proveedor: YCRT es su propia proveedora a través de la producción de su Mina de carbón.

Poder de negociación del proveedor: Bajo.

V.1.d. Amenaza de entrada de nuevos competidores.

Este punto se refiere a las barreras de entrada de nuevos competidores. Cuanto más fácil sea entrar para los posibles competidores, mayor será la amenaza.

Futuros competidores en el mercado energético. El mercado energético argentino consta de agentes que aportan energía eléctrica en distintas modalidades. Debido a la escasa generación de energía eléctrica en la Argentina, los agentes intervinientes en el mercado mayorista no compiten entre ellos, el mercado adquiere todo lo que se produce.

Amenaza potencial de entrada de nuevos competidores: Baja.

V.1.e. Amenaza de desarrollo de productos sustitutos.

La competencia depende de la medida en que los productos de una industria sean reemplazables por unos de otros.

Productos sustitutos: En este mercado no hay posibilidad de sustitución ya que todos los participantes del mercado mayorista eléctrico producen un único bien que es la energía eléctrica.

Amenaza de desarrollo de productos sustitutos: Baja.

V.1.f. Rivalidad entre competidores.

La rivalidad entre competidores existentes define la rentabilidad de un sector: cuántos menos competidores se encuentren en un sector, normalmente será más rentable económicamente y viceversa.

Competidores existentes en el mercado de la producción de energía eléctrica mayorista (MEM). El MEM está compuesto en la actualidad por unas 300 unidades de generación representadas por más de 50 empresas participantes privadas, nacionales, provinciales e internacionales. En la actualidad, la oferta de energía no satisface la demanda nacional por lo que los oferentes de energía eléctrica en el MEM siempre venden su producción.

Rivalidad de los competidores: Baja.

V.1.g. Conclusiones del análisis de Fuerzas de Porter.

Fuerzas de Porter	Evaluación de competitividad
Poder de negociación de cliente.	Alto
Poder de negociación de proveedores.	Bajo
Amenaza de entrada de nuevos competidores	Bajo
Amenaza de desarrollo de productos sustitutos.	Bajo
Rivalidad de los competidores	Bajo
Resultado para YCRT	Competitiva

Tabla 8. Fuerzas de Porter. Tabla de evaluación de competitividad para YCRT (Fuente. Producción propia).

Desde el punto de vista de Porter, el proyecto de YCRT produciendo energía eléctrica a través del carbón mineral es **Competitivo**.

V.2. Análisis FODA.

El análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades, Amenazas), también conocido como análisis DAFO, es una herramienta de estudio de la situación de una empresa, institución, proyecto o persona, analizando sus características internas (Debilidades y Fortalezas) y su situación externa (Amenazas y Oportunidades) en una matriz cuadrada.

Proviene de las siglas en inglés SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities y Threats). Es una herramienta para conocer la situación real en que se encuentra una organización, empresa o proyecto, y planear una estrategia a futuro.

El objetivo del análisis FODA es determinar las ventajas competitivas de la empresa bajo análisis y la estrategia genérica que más le convenga, en función de sus características propias y de las del mercado en que se mueve (Fuente. <https://economipedia.com/definiciones/analisis-dafo.html>).

V.2.a. Fortalezas.

1. YCRT cuenta con el módulo I de la CTRT y la mina en condiciones para producir energía eléctrica a plena capacidad en el corto plazo (2022 – 2024).
2. La empresa cuenta con la cantidad de personal necesaria para producir energía eléctrica a partir del carbón en la CTRT y en interior de mina, desarrollar labores en carbón y estéril.
3. Hay reservas de carbón mineral para un promedio de 350 años de explotación.
4. La red troncal de ventilación fue reconstruida entre 2016 y 2017 pudiendo ventilar la mina eficientemente cuando la operación de la mina alcance su máxima producción.

V.2.b. Oportunidades.

1. La central térmica de 2 x 120 MWh fue construida en Rio Turbio.
2. Argentina tiene una demanda de energía de su mercado interno que no puede satisfacer por lo que la central tendrá mercado consumidor de la energía eléctrica que produzca.
3. La central térmica está próxima a finalizar su primera turbina de 120 MWh de potencia eléctrica.
4. Las turbinas de la central térmica funcionaran únicamente a carbón.
5. La central térmica será operada y administrada por YCRT.
6. Hay reservas de carbón liberadas suficientes para comenzar con la producción de energía eléctrica inmediatamente.

V.2.c. Debilidades.

1. El personal de YCRT es proclive a acoplarse a las medidas de acción gremial que paralizan la producción.
2. Costos de producción de carbón elevados.
3. Deficit de capacitación y profesionalización del personal operativo de mina.

V.2.d. Amenazas.

1. Riesgo político cada vez que el gobierno nacional cambia de signo político.
2. Falta de voluntad política para configurar la figura jurídica de la empresa.
3. A corto plazo la situación epidemiológica por el COVID – 19 y el ausentismo.
4. Elevada conflictividad gremial.
5. Marco legislativo confuso.

V.2.e. Conclusiones del análisis FODA.

Como conclusión del análisis FODA, YCRT tiene que:

Robustecer las fortalezas:

1. Profesionalizar el personal técnico de interior de mina y capacitar a los operarios para que todas las tecnologías instaladas sean aprovechadas al 100 %.
2. Continuar ejecutando planes de mantenimiento de mina periódicos y fortalecimiento de la seguridad operativa para poder explotar la mina al 100 %.
3. Incrementar la liberación de reservas de carbón mineral mediante el desarrollo de labores principales en estéril.

Disminuir las debilidades:

1. Concientizar a los trabajadores y a la dirigencia sindical sobre lo fundamental de mantener la conflictividad gremial baja para poder cumplir los parámetros de producción necesarios para alimentar a la CTRT.
2. Trabajar a nivel gerencial y de la intervención para optimizar la operación a fin de disminuir los costos de producción de carbón.
3. Trabajar con el área de recursos humanos para incrementar la cultura de trabajo por metas, objetivos y la superación permanente.

Aprovechamiento de las oportunidades:

1. Aprovechar que el país necesita gran cantidad de energía eléctrica para finalizar la puesta en marcha y entrada en régimen del Módulo I de la CTRT.

2. Aprovechar la voluntad política del gobierno de turno de finalizar la CTRT, ponerla en marcha y que funcione con el carbón salido de la mina de río Turbio.

3. Impulsar la figura jurídica de la empresa YCRT como una sociedad del estado para que en su estatuto figure definitivamente la Central térmica Río turbio (CTRT) como parte de YCRT.

Neutralizar las amenazas:

1. Producir 240 MWh de energía eléctrica con el carbón de la mina para que la empresa funcione de forma eficiente independientemente del signo político que gobierne.

2. Implementar planes laborales para disminuir el ausentismo entre el personal de la empresa y reforzar las dosis de vacunas para evitar posibles brotes de COVID – 19 que puedan afectar el presentismo y por lo tanto la producción de la mina.

3. Trabajar con las áreas de relaciones laborales y recursos humanos para mantener reducida la conflictividad gremial en la empresa.

Del análisis FODA vemos que YCRT produciendo energía eléctrica a través de la CTRT tiene un perfil competitivo donde sus fortalezas y oportunidades superan a las debilidades y amenazas que enfrentan. De este análisis FODA podemos decir que YCRT produciendo energía a través de la CTRT presenta un perfil competitivo.

CAPITULO VI. VIABILIDAD AMBIENTAL.

VI.1. Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) para la etapa de construcción de la Central Térmica Río Turbio (CTRTR).

En 2009, se presentó el “Estudio de Impacto Ambiental Central Termoeléctrica a carbón Río Turbio” realizado por la consultora Serman y asociados S.A.

El objetivo general de dicho análisis ambientales fue la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA); incluyendo el Plan de Gestión Ambiental de la Construcción (PGA. Construcción); y los lineamientos del Plan de Gestión Ambiental de la Operación (PGA. Operación), de la Central Termoeléctrica a Carbón a ser instalada en el Municipio de Río Turbio.

El objetivo del EIA fue la identificación y valoración de las posibles consecuencias ambientales del proyecto, minimizar los impactos ambientales negativos y potenciar los positivos con el objeto de mejorar el desempeño ambiental del mismo, tomando en consideración la legislación ambiental nacional y provincial, y verificando el cumplimiento de los requisitos internacionalmente aceptados en cuanto a parámetros de emisión e inmisión de gases y vertido de efluentes líquidos

Como resultado de este estudio se elaboró un Plan de Gestión Ambiental (PGA) en el que se incluyeron una serie de medidas ambientales tendientes a evitar, disminuir o controlar los potenciales impactos ambientales negativos del proyecto.

Este plan se cumplió satisfactoriamente durante la fase de preparación y construcción, tal como se analiza a continuación.

Fase preparatoria.

Se implementaron adecuada y oportunamente los programas de la fase preparatoria:

- De gestión ambiental estratégica.
- De inserción territorial.
- De preparación.
- De saneamiento del predio.

Fase de construcción.

Se implementaron programas de:

- Minimización de impactos ambientales.
- Manejo de residuos sólidos, líquidos y gaseosos.
- Manejo de riesgos.
- Monitoreo ambiental.

VI.1.a. Lineamientos del Plan de Gestión Ambiental de la Operación (PGA. Operación) postulados en el EIA 2009.

El citado documento del 2009 fue muy claro en indicar que una vez finalizado el montaje de la CTRT se debería solicitar un nuevo EIA que pudiera desarrollar e implementar adecuadamente los lineamientos presentados en el Plan de Gestión Ambiental (PGA) del 2009, a saber:

- Gestión ambiental.
- Manejo y disposición de cenizas.
- Manejo y acopio de insumos.
- Manejo de residuos sólidos, líquidos y gaseosos.
- Monitoreo ambiental.
- Manejo de riesgos.
- Información y participación.

VI.1.b. Conclusiones de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) para la etapa de construcción de la Central Térmica Río Turbio (CTRT).

El resultado de los análisis y modelos respecto a los eventuales impactos negativos vinculados a la generación de efluentes gaseosos, indican que, si bien se cumplen los estándares de emisiones gaseosas, en algunas instancias y lugares, los valores de inmisión pueden en algunos casos puntuales superar algún estándar de referencia. Esto es así debido a que los valores de concentración de ciertos contaminantes en aire (especialmente PM10) y en agua (especialmente Aluminio) son actualmente moderados a altos, dejando un escaso margen de receptividad ambiental de nuevos aportes. Como consecuencia de ello, puede afirmarse que la factibilidad ambiental de la CTRT depende de una importante e imprescindible tarea de mejora de las condiciones ambientales existentes en la región, especialmente los parámetros ambientales relacionados con la calidad del aire y agua.

A tal fin, se recomienda implementar un programa de mejora del desempeño ambiental de las actividades existentes en la región, tendientes a disminuir los niveles de base de contaminantes en aire y agua. En este mismo sentido, se recomienda especialmente implementar el programa de monitoreo de la calidad del aire del PGA, a fin de facilitar la implementación de las acciones tendientes a minimizar los riesgos a la salud de la población local, el riesgo ecotoxicológico regional y el riesgo de impacto transfronterizo (Fuente Consultora Serman y asociados S.A. (2009). Estudio de Impacto Ambiental Central Termoeléctrica a carbón Río Turbio).

VI.2. Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) para la etapa operativa de la Central Térmica Río Turbio (CTRT). Situación al año 2022.

En cumplimiento con lo dictaminado por el EIA para la etapa de preparación y construcción (2009), en el mes de junio de 2022, YCRT procedió a llamar a licitación pública el estudio técnico de impacto ambiental (EIA para la etapa operativa) que deberá generar la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) junto con un informe final que indicará la aptitud de la CTRT para la operación.

El ganador de la licitación se encargará también de realizar las presentaciones pertinentes ante la autoridad de aplicación de la provincia de Santa Cruz hasta la obtención de la DIA.

En el mes de agosto del mismo año este estudio fue adjudicado a la firma COOPROGETTI SOCIETÀ COOPERATIVA SUCURSAL ARGENTINA, C.U.I.T. N° 30-68731180-5, por una suma total de pesos dos millones cuatrocientos veinticinco mil seiscientos veinticuatro.

Se espera que durante el año 2023 el EIA se finalice completamente y se pueda obtener la DIA por parte de la autoridad medioambiental de la provincia de Santa Cruz.

VI.2.a. Alcance y objetivos específicos de la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) para la etapa operativa.

El Estudio Técnico de Impacto Ambiental, solicitado por la intervención de la empresa YCRT, se conformará tomando como base los objetivos específicos que a continuación se detallan:

1. Identificar aspectos del proyecto que puedan incorporarse en el diseño de este y que favorezcan su integración con la sociedad y el ambiente, como medida preventiva fundamental de la generación de impactos sobre el entorno.
2. Caracterización acabada del medio a ser intervenido en base a la identificación y valoración de impactos para las instancias de Puesta En Marcha (PEM) y Fase de Operación de la Central Térmica Río Turbio de 240 MW. Se deberán formular medidas que minimicen, mitiguen o compensen dichos impactos.
3. Medidas de Mitigación y un Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAS) para mitigar los impactos negativos y potenciar los impactos positivos.
4. La metodología a aplicarse para realizar el Estudio Técnico de Impacto Ambiental deberá cumplir con los requisitos normativos del organismo de control provincial.

VI.2.b. Identificación y cuantificación de impactos.

Se ha especificado que la EIA debe comprender al menos, la estimación de los efectos sobre los factores ambientales presentes en el área previsiblemente afectada, como ser la vida humana, la flora y fauna, el suelo, el agua, el aire, clima, paisajes, los bienes materiales, patrimonios culturales,

la estructura y funciones de todo ecosistema presente en dicha área. Así mismo deberá contemplar una estimación de la incidencia del proyecto sobre las relaciones sociales y condiciones de tranquilidad pública (ruidos, vibraciones, olores, etc.) y cualquier otro factor pasible de ser afectado por dicho proyecto.

En cualquier caso, el EIA deberá brindar una breve explicación de cada uno de los impactos identificados e indicar el criterio utilizado en la valoración de estos.

VI.2.c. Medidas mitigadoras de los impactos negativos.

Se ha solicitado que cada una de las medidas mitigadoras propuestas deberá ser definida, analizada, caracterizada y coherentemente confrontada con los potenciales impactos negativos identificados.

Así mismo se deberá indicar el momento de aplicación de tales medidas (fases de prueba, puesta en marcha u operación, etc.), y su ubicación espacial (general, local, puntual, etc.).

VI.2.d. Programa de monitoreo ambiental.

La intervención de YCRT solicitó que el EIA presente un programa de monitoreo de todos aquellos factores ambientales susceptibles de ser afectados por el funcionamiento de la CTRT (suelo, aire, aguas superficiales y subterráneas) y de los efluentes y residuos generados que puedan afectar dichos factores.

Se deberá especificar parámetros a monitorear, frecuencia de las mediciones, técnicas a ser aplicadas tanto para el muestreo como para los análisis, herramienta más adecuada para el análisis y los programas de capacitaciones y entrenamiento que deberá tener el personal. Los parámetros y frecuencias definidas deberán cumplimentar con lo exigido por la normativa aplicable. Se deberá tener en cuenta la importancia de la afectación que pudieran sufrir los distintos factores y componentes del ambiente.

Es importante que sean incluidas en dichos controles, todas aquellas sustancias o elementos que pudieran generar tal alteración, en cualquiera de los procesos que se verifican en la CTRT ya sea productivo, de servicios o mantenimiento.

En todos aquellos casos, en que, para el área de influencia, se contara con datos de base perfectamente certificada de la composición o situación de los factores ambientales referidos anteriormente, previos a la radicación de la CTRT, se deberán utilizar para comparación. Con lo anterior se evaluará la incidencia que la operación normal del establecimiento genera sobre dichos factores.

VI.2.e. Plan de contingencias.

El EIA deberá incluir un Plan de Contingencias y un Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAyS) con los alcances que a continuación se detallan.

Se consideran **contingencias** a los siguientes hechos:

1. Paradas de la CTRT por cualquier tipo de causa que signifique una alteración de los procesos productivos en marcha, con sus consiguientes riesgos: variaciones importantes de presión y/o temperatura, reacciones químicas no deseadas, necesidad de descarga de efluentes (líquidos y/o gaseosos) sin el adecuado tratamiento, acumulación de gases.
2. Cortes en el suministro de energía eléctrica.
3. Interrupción en el suministro de carbón.
4. Derrames no controlados de productos, materias primas y/o insumos almacenados o durante operaciones de carga y descarga.
5. Imposibilidad de evacuar efluentes líquidos por obstrucciones en instalación propia o por impedimento hídrico del medio receptor (crecidas de arroyos, ríos, etc.).
6. Todo otro tipo de alteración en la operatoria normal de la CTRT que implique un potencial riesgo para el personal, las instalaciones y/o el medio ambiente del entorno, ya sea afectando factores físicos (aire, aguas, suelo) como biológicos (flora y fauna) o antrópicos, socio económicos o culturales.

Por lo expuesto, el desarrollo de un Plan de Contingencias deberá contemplar todas las medidas preventivas y/o correctivas de cada uno de los puntos citados o de otros que el evaluador considere y que no hayan sido mencionados en el listado anterior.

El citado plan deberá, si fuese necesario, ser puesto en conocimiento de la población, de bomberos, de organizaciones de Protección Civil o de Autoridades de establecimientos aledaños, cuando su implementación implique posibles evacuaciones u otro tipo de acciones que requieran de su participación.

VI.2.f. Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAyS).

En este análisis, se describirán y analizarán todos los impactos potenciales significativos, distinguiendo entre impactos negativos y positivos, directos e indirectos, acumulativos, e inmediatos y de largo plazo.

El Plan de Gestión Ambiental y Social (PGAyS) deberá estar orientado a satisfacer los siguientes objetivos:

1. Supervisar el monitoreo y control de la ejecución de las acciones de prevención y mitigación identificadas y toda otra que surja como necesaria, durante el desarrollo de las obras.
2. Posibilitar y controlar el cumplimiento de la normativa vigente en todas las escalas jurisdiccionales que correspondan y las salvaguardas de YCRT en materia socio-ambiental, disponibilidad de información y de seguridad higiene.
3. Constituir un verdadero instrumento de gestión que asegure el desarrollo de los cronogramas de mantenimiento y operación, en un marco de equilibrio con el medio ambiente comprometido.
4. Deberá identificarse los impactos que sean inevitables o irreversibles. Siempre que sea posible, describir los impactos cuantitativamente, en términos de costos y beneficios ambientales, asignando valores económicos cuando sea factible. A su vez, caracterizar el alcance y la calidad de los datos disponibles, explicando las deficiencias de información significativa y cualquier incertidumbre asociada a las predicciones del impacto. y para la etapa operación y mantenimiento.

VI.3. La CTRT y su sistema actual de monitoreo continuo de gases.

La Central Térmica Río Turbio fue diseñada para cumplir con las normativas nacionales e internacionales para emisión de gases (ENRE, EPA, JIS).

La tecnología de **Lecho Fluidizado** de las calderas, permiten lograr una combustión mucho más completa que las calderas tradicionales, bajando el porcentaje de carbón no quemado, y mitigando las emisiones de NO_x y SO_x con el material que conforma el lecho (piedra caliza).

Esto sumado a la incorporación de filtros de manga en los ductos de gases a chimenea, permite cumplir satisfactoriamente con los límites establecidos, situación que se constató durante la prueba de puesta en marcha del Módulo I en el año 2015.

La CTRT cuenta con un CEMS, para el control, registro e informe de las Emisiones de los Gases de Chimenea. El Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS por sus siglas en inglés) es el encargado de monitorear y reportar los niveles de:

1. Dióxido de azufre (SO₂).
2. Óxidos de nitrógeno (NO_x).
3. Dióxido de carbono (CO₂).
4. Material particulado (MPT).
5. Oxígeno (O₂).

6. Contenido de agua en los gases de la chimenea.

Además, mide la velocidad, temperatura y presión de los gases en la chimenea para la determinación del caudal volumétrico de los mismos; que se utilizará para el cálculo de las emisiones en kg/h.

El CEMS incluye, entre otros, un sistema de manejo de muestras, analizadores, gases de calibración, unidades de automatismos (PLC), un sistema de adquisición y manejo de datos como componentes principales, todos ellos de última generación y de uso en aplicaciones similares en otras centrales de energía. Los datos relevados son transmitidos a la Sala de Ingeniería, donde la información se visualiza, procesa y almacena.

Además del personal que se encuentra físicamente en CTRT 240 MW, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) tiene acceso en forma remota y en cualquier momento a los datos que recopila el CEMS, verificando que los mismos cumplan con las obligaciones establecidas dentro del marco regulatorio.

La CTRT no solo utiliza esta información para controlar las emisiones desde un punto de vista medioambiental, sino que sirven también para que el personal de operación “ajuste” los parámetros de la caldera optimizando la combustión del carbón, mejorando así también el rendimiento de la Central (Fuente <https://www.ycrt.gov.ar/Sistemademonitoreocontinuodegases>).

VI.4. Conclusión sobre la viabilidad medioambiental del proyecto.

Como mencionamos anteriormente, se espera que durante el año 2023 el EIA se finalice completamente y se pueda obtener la DIA por parte de la autoridad medioambiental de la provincia de Santa Cruz. En vista de lo estudiado anteriormente se estima que la operación de la CTRT este en equilibrio con el medioambiente de la cuenca carbonífera presentándose impactos mínimos o razonables que el EIA solicitado enunciara como así también sus medidas de mitigación. Si bien al momento de la publicación de este trabajo la EIA para la fase de operación de la CTRT está en plena preparación podemos decir que la CTRT como productora de 240 MWh de energía eléctrica a partir del carbón mineral de la mina de Rio Turbio es un proyecto viable desde el punto de vista medioambiental

CAPITULO VII. VIABILIDAD TÉCNICA.

VII.1. Desarrollo técnico.

El proyecto de la Central Térmica a carbón en Río Turbio (CTRT) es considerado estratégico a escala nacional, regional y local. La CTRT constituye un importante aporte a la generación eléctrica a escala nacional y de la región principalmente y, junto a otros proyectos de generación hidroeléctrica en la región, justificarán el hecho de haber extendido el sistema interconectado nacional hasta esas latitudes. Desde la fecha misma de la fundación de Río Turbio, se espera que la CTRT posibilite incrementar el valor agregado a la producción minera de Yacimientos Carboníferos Río Turbio (YCRT), mejore su ecuación económica y su estabilidad a largo plazo, y potencie el desarrollo industrial de la región.

En esta parte de la tesis se desarrollará las cuestiones técnicas necesarias para que YCRT pueda producir las toneladas de carbón necesario y los metros de desarrollos principales (en roca estéril) y secundarios (en mineral, carbón) para abastecer la CTRT.

VII.2. Método de explotación del carbón por frentes largos en retroceso.

Para extraer el carbón mineral del seno rocoso se utilizan distintos métodos de explotación. Existe el **Método de explotación por frentes largos en retroceso (Longwall)** que es altamente tecnificado y el **Método de explotación por cámaras y pilares (Room and pillar)** que es un método menos tecnificado y rudimentario. Algunas de las principales variables que determinara que tipo de método de explotación se utilizara es la, potencia del manto (espesor del depósito de carbón en el seno rocoso) y el costo de la operación.

El método de explotación por Frentes largos en retroceso, es uno de los principales sistemas de explotación subterráneo de carbón utilizado en Europa, China, Japón y Latinoamérica, mientras que en USA el más utilizado es el de Cámaras y pilares. En YCRT el método de explotación utilizado es el de **Frentes largos en retroceso**.

Dentro de la mina, la formación geológica carbonosa es conocida como Manto (o Paño de explotación), por la disposición horizontal que adopta en el seno rocoso. Para su explotación, el Manto es dividido en paneles rectangulares a los que se ingresa desde unas galerías construidas en roca estéril conocidas como "Chiflones". El minado consiste en la extracción del carbón de un único frente de arranque que tiene la misma longitud que el ancho del panel.

La longitud y el ancho de los paneles dependen de las condiciones geológicas y capacidades de transporte, ventilación y potencia de los equipos de extracción que pueden ser instalados.

VII.2.a. Parámetros productivos promedio de un frente largo.

Los parámetros que definen cuanto carbón puede producir un frente largo son los siguientes:

Avance: Ancho de la herramienta de corte (Tambor) de la Rozadora. Para el caso de la rozadora del equipo TAGOR de origen polaco el ancho del tambor es de 0.65 metros lo que definirá cuanto avance la rozadora mientras venga cortando el carbón.

Longitud de corte: Es el largo del frente de explotación. Se trata de la distancia que tiene que recorrer la rozadora entre galerías de acceso para completar un corte completo de frente largo. En los equipos TAGOR esta longitud es de 180 metros y cuando la máquina ha desarrollado un recorrido completo se dice que la misma ha recorrido un "Pasillo" completo.

Cortes (Pasillos por turno): Se estima que lo ideal es que la rozadora recorra (corte) el ancho del frente largo una vez y media por turno. Esto significa que la rozadora recorrerá 1.5 Pasillos por turno.

Potencia del manto: Alto del manto de carbón en el seno rocoso. Este parámetro es muy importante al definir el tipo de rozadora y marchante ya que el minado del mineral no debe dejar carbón remanente ni en piso ni en techo. El manto Dorotea que es el que actualmente se está minando en YCRT tiene una potencia de 1.8 metros.

Densidad del carbón: Masa de 1 metro cúbico de Carbón mineral. La densidad del carbón del manto Dorotea es de 1.5 Tn/m³.

Producción por pasillo: Es la cantidad total de carbón mineral producida por cada pasillo que la rozadora corta del frente largo. Se calcula de la siguiente manera:

$$Producción_{Pasillo} = Avance \cdot Longitud_{Corte} \cdot Potencia \cdot Densidad$$

$$Producción_{Pasillo} = 0.65m \cdot 180m \cdot 1.8m \cdot 1.5 \frac{Tn}{m^3} = 315.9 \frac{Tn}{Pasillo}$$

$$Producción_{Pasillo} = 316 \frac{Tn}{Pasillo}$$

Producción por turno: Es la cantidad total de carbón mineral producida durante cada turno en la hipótesis de que la rozadora realizó 1.5 pasillos durante el mismo. Se calcula de la siguiente manera:

$$Producción_{Turno} = Producción_{Pasillo} \cdot Cortes_{Turno}$$

$$Producción_{Turno} = 316 \frac{Tn}{Pasillo} \cdot 1.5 \frac{Pasillos}{Turno}$$

$$Producción_{Turno} = 450 \frac{Tn}{Turno}$$

Carbón total disponible por frente: Es la cantidad total de carbón mineral que un frente largo puede producir una vez que está completamente. Se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Carbón total}_{\text{Frente}} = \text{Longitud}_{\text{Corte}} \cdot \text{Largo}_{\text{Frente}} \cdot \text{Potencia} \cdot \text{Densidad}$$

$$\text{Carbón total}_{\text{Frente}} = 180\text{m} \cdot 1200\text{m} \cdot 1.8\text{m} \cdot 1.5 \frac{\text{Tn}}{\text{m}^3}$$

$$\text{Carbón total}_{\text{Frente}} = 583.200 \frac{\text{Tn}}{\text{Turno}}$$



Figura 17. Esquema básico de desarrollo de frentes largos en YCRT.

Resumen productivo de un Frente largo.	
Avance (m)	0,65
Longitud de corte (m)	180
Potencia del manto (m)	1,8
Longitud total del frente (m)	1.200
Longitud total del frente sin pilares (m)	1.140
Densidad del carbón (Tn/m ³)	1,5
Producción por pasillo (Tn/pasillo)	316
Cortes (Pasillos / turno)	1,5
Producción por turno (Tn/turno)	450
Carbón total disponible en un frente (Tn)	583.200
Perdida de producción por Imprevistos de operación (%)	5%
Carbón total disponible en un frente (Tn)	554.000

Tabla 9. Parámetros de desarrollo y producción de un frente largo (Fuente. Producción propia)

VII.2.b. Frentes de explotación disponibles actualmente en YCRT.

Actualmente, en interior de mina, YCRT cuenta con 5 frentes largos. Dos de estos frentes están en operación y tres están en preparación. El detalle se encuentra en la tabla a continuación:

F.L.	Ubicación	Equipo de arranque	Operativo	Observación	Operarios por turno	Tn de carbón disponibles por extraer
F.L.73D	CH7V	TAGOR I	Si	En operación.	21	250.000 aprox. (Hasta la fecha se explotó el 50 % del total)
F.L.74D	CH7V	DOWTY	Si	En operación.	21	250.000 aprox. (Hasta la fecha se explotó el 50 % del total)
F.L.76D	CH7V	TAGOR II	No	Falta completar equipos eléctricos.	21	554.000 (Valor calculado en Tabla 9)
F.L.63D	CH6M5	No	No	Gal. 7/6 bis. En desarrollo.	21	554.000 (Valor calculado en Tabla 9)
F.L.64D	CH6M5	TAGOR III	SI	En operación.	21	554.000 (Valor calculado en Tabla 9)
Total					105	2.162.000 aprox.

Tabla 10. Frentes de explotación instalados y en proceso de instalación en YCRT. Julio de 2022.

(Fuente. Producción propia).

Año 2022. Frentes de explotación actuales.

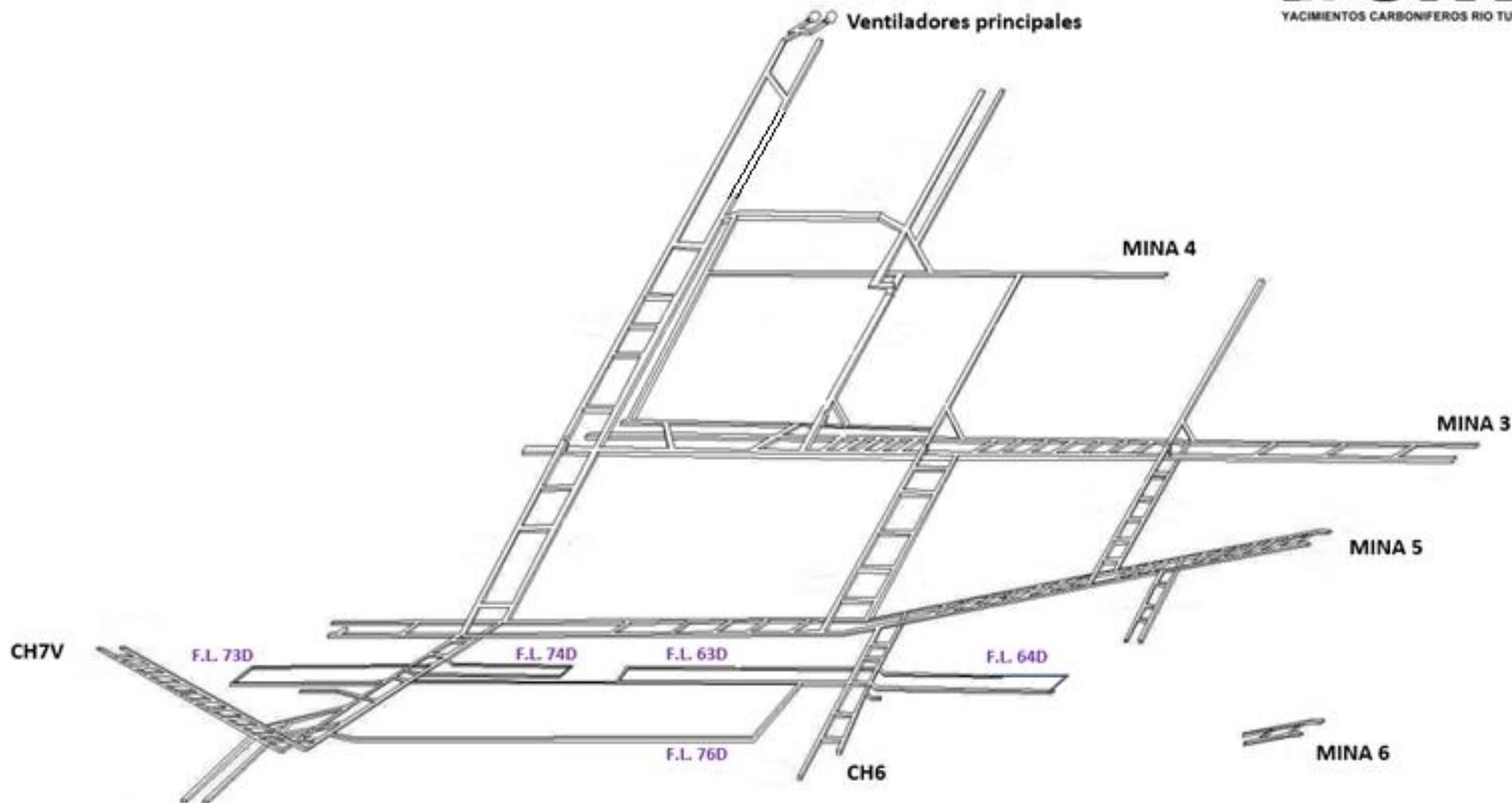


Figura 18. Red de galerías de interior de mina. Ubicación de frentes largos.

VII.3. Método de desarrollo de galerías secundarias (Galerías en carbón).

Las **Galerías secundarias** son labores mineras tipo túnel que se construyen o desarrollan en carbón. Las galerías construidas en carbón sirven para conformar los **Frentes largos**, que como vimos en el inciso anterior, son las zonas de producción de la mina.

Las galerías secundarias son labores de sección transversal promedio de 15 m² que se desarrollan de a pares ya que un frente largo estará conformado por dos galerías secundarias.

Las galerías secundarias se planifican y se desarrollan de a pares ya que los frentes largos están compuestos por dos galerías en carbón de entre 1200 y 1400 metros de longitud y una galería transversal que las une llamada Apertura de unos 180 – 200 metros de longitud.

El avance o desarrollo de una galería secundaria puede ser de dos tipos:

- **Convencional.**
- **Mecanizado.**

El avance tipo “Convencional” se hace mediante voladura con explosivos de seguridad como el Carboazul.

El avance tipo “Mecanizado” se realiza con máquinas electrohidráulicas conocidas como Tuneleras en carbón y es el que se utiliza actualmente en YCRT.

VII.3.a. Tipos de desarrollos secundarios.

Galería de pie: Galerías secundaria que se desarrolla desde el paralelo del Chiflón hasta una longitud máxima de 1200 o 1400 metros. Es la galería donde se monta la cinta transportadora que saca el carbón arrancado del frente hasta la cinta transportadora del paralelo del Chiflón. Por esta galería circula el aire fresco desde el paralelo del chiflón hasta la apertura del frente. Además de vía de extracción de la producción, cumple la función de vía de escape durante una emergencia. Por estas labores se suele realizar el tendido de los servicios auxiliares de la mina como electricidad, bombeo y aire comprimido.

Galería de cabeza: Galerías secundaria que se desarrolla desde el Chiflón hasta una longitud máxima de 1200 o 1400 metros. En esta galería no se encuentra montada ningún equipo ni servicio ya que por ella circula el aire fresco desde el paralelo del chiflón hasta la apertura del frente.

Apertura: Galería transversal en carbón, une la galería de pie con la galería de cabeza. Su longitud es de 180 a 200 metros y en ella se montan los marchantes y la rozadora que conforman el equipo de arranque de arranque del carbón.

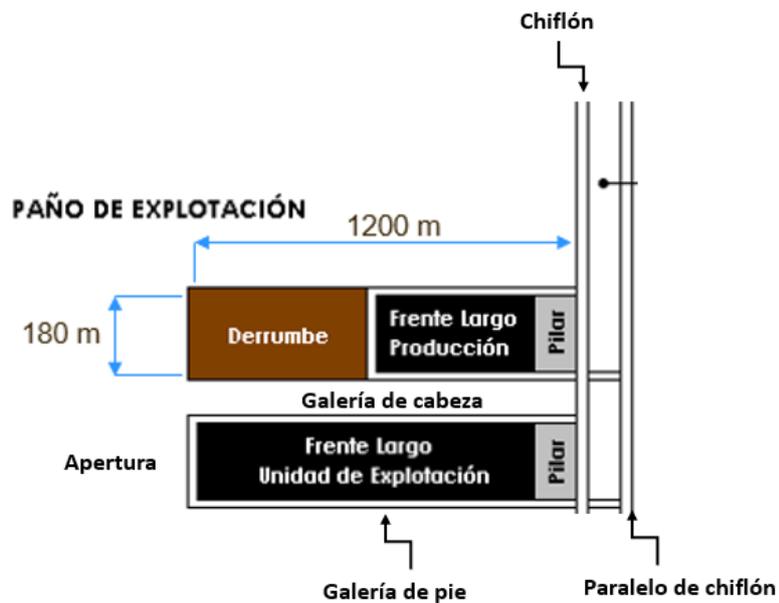


Figura 19. Galerías secundarias (en carbón). Galería de pie, de cabeza y Apertura.



Figura 20. Tunelera DOSCO de un cabezal escareador. Origen Polonia.



Figura 21. Tunelera Remag R -130 de doble cabezal escareador. Origen Polonia.

En la Figura de abajo podemos ver la disposición de una tunelera con su equipo de evacuación por cinta transportadora.

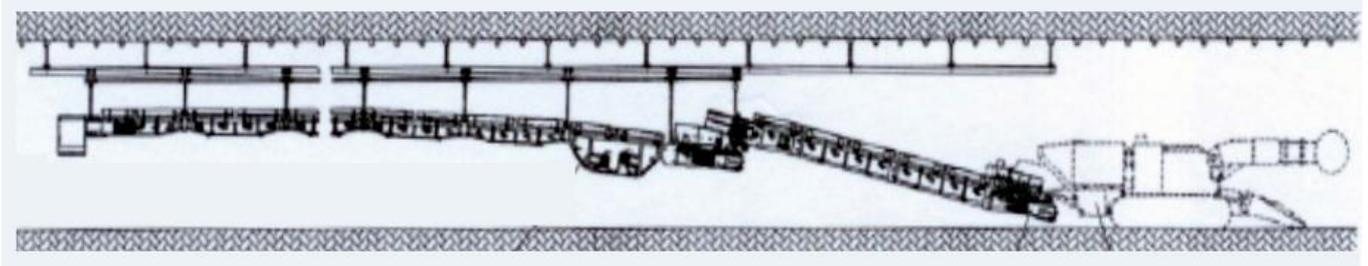


Figura 22. Tunelera. Sistema de evacuación de mineral.

VII.3.c. Producción promedio de una galería secundaria en desarrollo.

Los parámetros que definen cuanto carbón puede producirse durante el desarrollo de una galería secundaria son los siguientes:

Sección de galerías para un sostenimiento de 15 m²: Se trata de la sección que debe tener la sección transversal de galería secundaria una vez abierta para que podamos montar dentro de ella un sostenimiento metálico con cerchas metálicas tipo arco que nos de un área efectiva de 15 m². En YCRT el área a la que nos estamos refiriendo es de **18 m²**.

Avance x turno x Tunelera: Es la cantidad de desplazamiento lineal que una tunelera puede avanzar abriendo una abertura de 18 m² en un turno de trabajo. En una tunelera Dosco y con el personal completo para operarla, el avance x turno es de **2 metros**.

Densidad del carbón: Masa de 1 metro cúbico de Carbón mineral. La densidad del carbón del manto Dorotea (que es el que está actualmente en explotación) es de **1.5 Tn/m³**.

Producción de carbón de avance: Es la cantidad total de carbón mineral producida por cada turno que la tunelera avanza 2 metros abriendo una perforación de 18 m². Se calcula de la siguiente manera:

$$Producción_{\text{Carbón avance}} = Sección \cdot Avance_{\text{Turno}} \cdot Densidad$$

$$Producción_{\text{Pasillo}} = 18 \text{ m}^2 \cdot 2 \text{ m} \cdot 1.5 \frac{\text{Tn}}{\text{m}^3} = 54 \frac{\text{Tn}}{\text{Turno} \cdot \text{Tunelera}}$$

Rendimiento: Es la cantidad total de carbón mineral producida por metro de avance en un turno:

$$Rendimiento = \frac{Producción_{\text{Pasillo}}}{Avance_{\text{Turno}}}$$

$$Rendimiento = \frac{54 \frac{\text{Tn}}{\text{Turno}}}{2 \frac{\text{m}}{\text{Turno}}}$$

$$\text{Rendimiento} = 27 \frac{Tn}{m}$$

Longitud total de desarrollos en carbón para preparar un frente: Es la cantidad total de metros de galerías secundarias para preparar un frente largo:

$$\text{Longitud total de desarrollo}_{\text{Frente}} = 2 \cdot (\text{Longitud}_{\text{Galería secundaria}}) + \text{Ancho}_{\text{Frente}}$$

$$\text{Longitud total de desarrollo}_{\text{Frente}} = 2 \cdot (1200 \text{ m}) + 180 \text{ m}$$

$$\text{Longitud total de desarrollo}_{\text{Frente}} = 2580 \text{ metros}$$

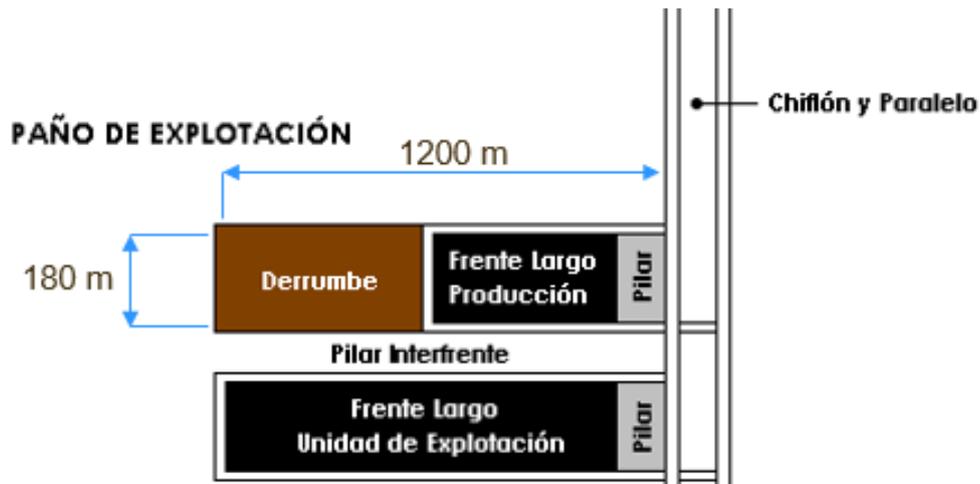


Figura 23. Galerías secundarias. Dimensiones generales que conforman un frente largo.

Resumen productivo de una galería secundaria en desarrollo	
Sección galerías para una entibación de 15 m ² (m ²)	18
Avance por turno y por tunelera (m)	2
Densidad del carbón (Kg/m ³)	1,5
Producción de carbón de avance (Tn / Turno. Equipo)	54
Rendimiento (Tn / m)	27
Longitud total de desarrollos en carbón para preparar un Frente largo (m)	2.580

Tabla 11. Parámetros productivos de una galería secundaria en desarrollo (Fuente. Producción propia)

VII.3.c. Galerías secundarias en desarrollo actualmente.

Gal. secundarias	Ubicación	Tunelera en carbón	Operativo	Observación	Operarios por turno
7/6 bis	CH6	DOSCO	Si	En operación.	14
9/7	CH7V	DOSCO	Si	En operación.	14
11/7	CH7V	AM – 50 Z	Si	En operación.	14
CH3A	Gal. 1P5	DOSCO	No	En montaje.	14
Total					52

Tabla 12. Galerías secundarias (en carbón) en desarrollo. Julio de 2022 (Fuente. Producción propia).

Galerías secundarias en desarrollo. Año 2022.

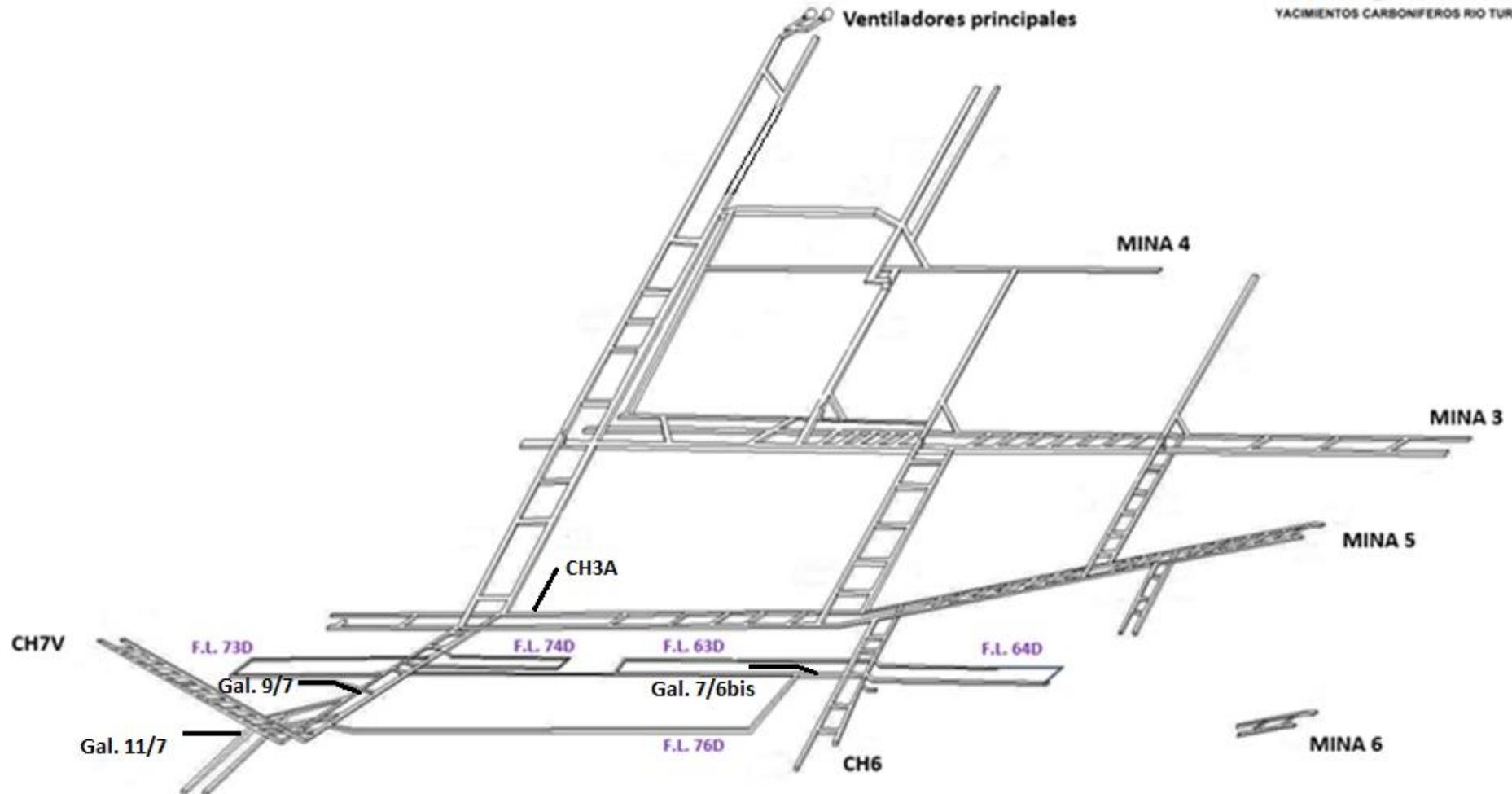


Figura 24. Red de galerías de interior de mina. Ubicación de galerías secundarias (en carbón) en desarrollo.

VII.4. Método de desarrollo de galerías principales mecanizado (Galerías en estéril).

Las galerías principales son labores mineras tipo túnel que se construyen en la roca estéril (sin valor comercial). Las galerías principales tienen la función fundamental de liberar reservas, sirven para conformar las rampas principales de transporte, evacuación de mineral y ventilación como así también los chiflones que son las labores de acceso a las zonas mineralizadas de la mina. Las galerías principales son labores más grandes que las galerías secundarias teniendo una sección transversal promedio efectiva de 18 m².

El avance en una galería puede ser de dos tipos:

- **Convencional.**
- **Mecanizado.**

El avance tipo “Convencional” se hace mediante voladura con explosivos como el ANFO o el Gelamón mientras que el avance tipo “Mecanizado” se realiza con máquinas electrohidráulicas conocidas como Tuneleras en estéril que son similares a las Tuneleras en carbón solo que más robustas y con picas de arranque de material más duras por la razón lógica de que la roca es más dura que el carbón (Fuente. Producción propia).



Figura 25. Tunelera en estéril FAMUR. KTV - 200.

VII.4.a. Tipos de desarrollos principales.

Rampas: Galerías principales que se desarrollan desde superficie hasta las proximidades de las zonas mineralizadas. Cumple funciones además de vía de extracción de la producción y vías de escape durante una emergencia. Por estas labores se suele realizar el tendido de los servicios

auxiliares de la mina como ventilación, electricidad, bombeo y aire comprimido. El tránsito principal de la mina se concentra en estos desarrollos en estéril.

Chiflón: Galería principal en estéril que se deriva de la rampa principal, se desarrolla para acceder al manto de carbón. Por esta galería suele estar montada la cinta transportadora que extrae el carbón que se produce en el frente. Por esta galería se suele conducir el aire contaminado del frente largo hacia el circuito de retorno del sistema de ventilación principal de la mina.

Paralelo de Chiflón: Galería principal en estéril que se deriva de la rampa principal, se desarrolla como galería paralela al Chiflón para acceder al manto de carbón. Por esta galería suele producirse el transporte de materiales y se conduce el aire fresco hacia los frentes largos desde el circuito de ventilación principal de la mina.

Unión: Labor en estéril que vincula Chiflón y su paralelo cumple funciones de ventilación, seguridad, transporte y como vía de escape de una labor a otra. Tienen una longitud aproximada de 30 metros que es el ancho de pilar de seguridad entre Chiflón y paralelo.

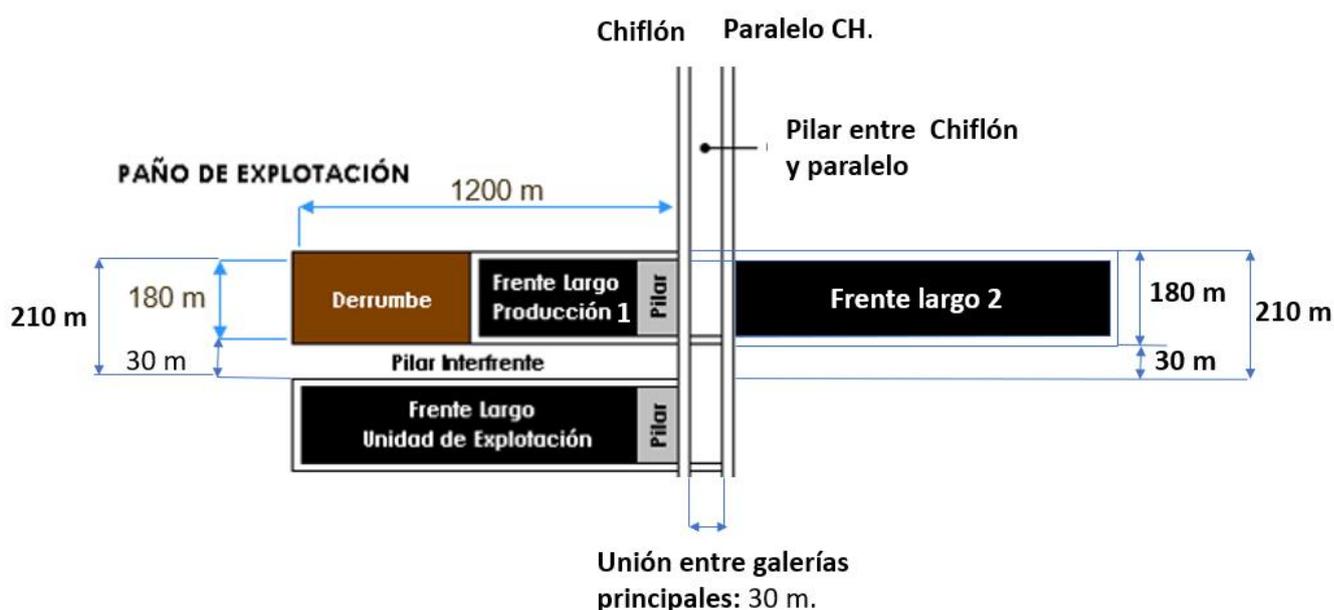


Figura 26. Galerías principales. Dimensiones que se deben desarrollar para liberar frentes largos.

VII.4.b. Producción promedio de una galería principal en desarrollo.

Los parámetros que definen cuanto estéril puede producirse durante el desarrollo de una galería principal son los siguientes:

Sección de galerías para un sostenimiento de 18 m²: Se trata de la sección que debe tener la sección transversal de galería principal una vez abierta para que podamos montar dentro de ella un sostenimiento metálico con cerchas (arcos) metálicas que nos de un área efectiva de 18 m². En YCRT el área a la que nos estamos refiriendo es de 22 m².

Avance por turno y por Tunelera: Es la cantidad de desplazamiento lineal que una tunelera en esteril puede avanzar abriendo una abertura de 22 m² en un turno de trabajo. En una tunelera KTV - 200 y con el personal completo para operarla, el avance x turno es de 2 metros.

Densidad del Estéril: Masa de 1 metro cúbico de esteril. La densidad del esteril de mina 5 es de 2.5 Tn/m³.

Desarrollos principales para liberar 2 frentes largos: Es la cantidad total de galerías en estéril que se deben desarrollar para liberar 2 frentes largos. Se calcula de la siguiente manera:

Desarrollo principal total_{2 frentes largos}

= (Ancho de Frente + Longitud de pilar). Cantidad de galerías principales + Longitud de unión

Desarrollo principal total_{2 frentes largos} = (180 m + 30 metros). 2 + 30 m

Desarrollo total_{2 frentes largos} = 450 m

Resumen productivo de una galería principal en desarrollo	
Sección de galería para 18 m ² (m ²)	22
Avance. Turno. Equipo (m)	2
Ancho de Frente largo (m)	180
Longitud de Pilar interfrentes (m)	30
Longitud de Uniones (m)	30
Cantidad de galerías principales a desarrollar (Chiflón y paralelo)	2
Desarrollo total de galerías principales (m) [(180 + 30) x 2] + 30	450
Carbón total disponible en un frente (Tn). Ver Tabla 9	554.000
Tonelaje habilitado con 450 metros de galerías principales (2 F.L.) (Tn)	1.108.000

Tabla 13. Parámetros productivos de una galería principal en desarrollo (Fuente. Prod. propia).

VII.4.c. Galerías principales en desarrollo.

Galerías principales	Ubicación	Tunelera en estéril	Operativo	Observación	Operarios por turno
PSCH7V	CH7V	KTV - 200	Si	En operación.	14
SCH7V	CH7V	KTV - 200	Si	En operación.	14
Gal. 1P2	Mina 2	KTV - 200	No	Stand by	-
Gal. 2P2	Mina 2	KTV - 200	No	Stand by	-
Total					28

Tabla 14. Galerías principales en desarrollo. Año 2022.

Galerías principales en desarrollo. Marzo 2022

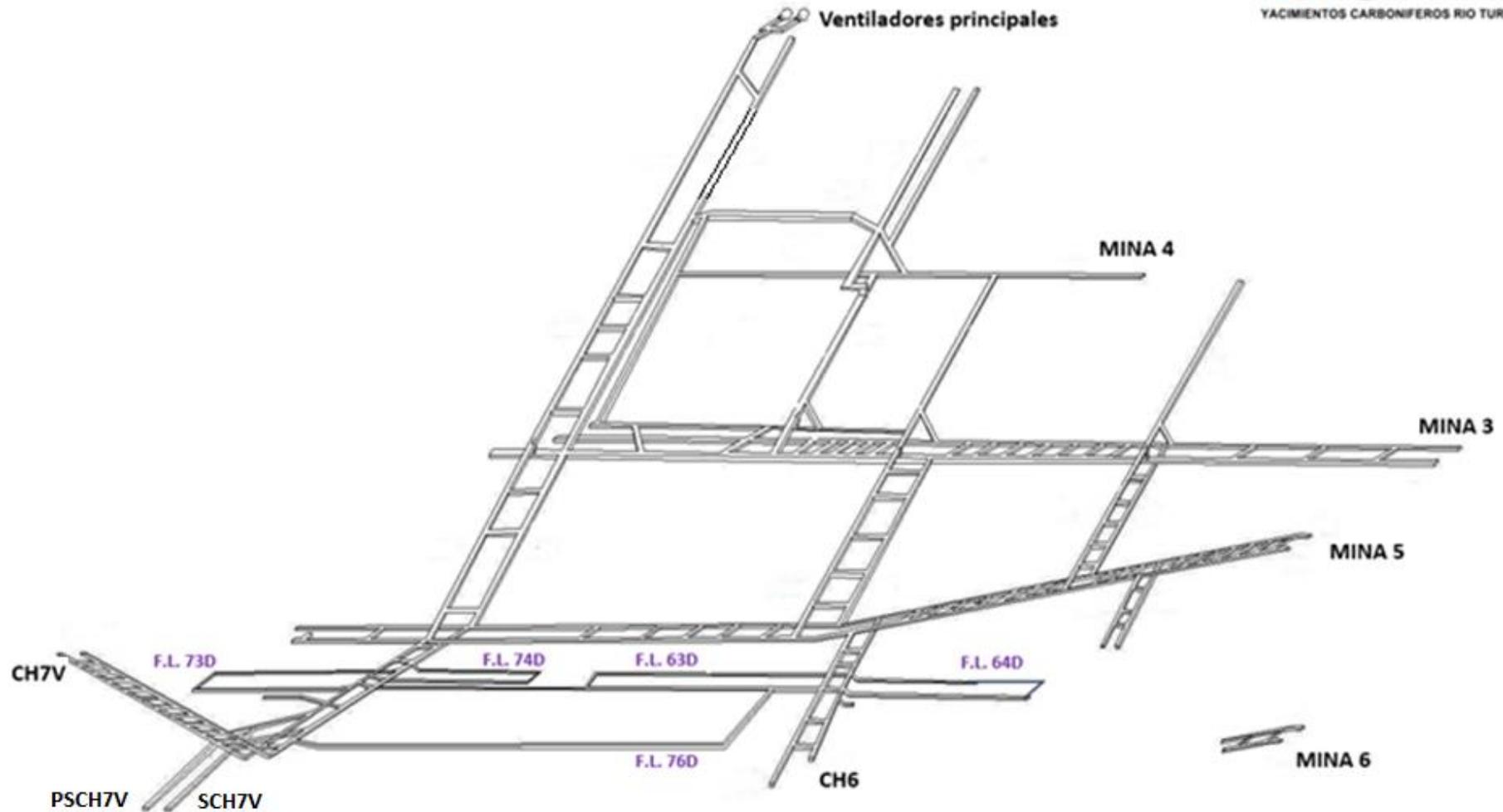


Figura 27. Red de galerías de interior de mina. Ubicación de galerías principales en desarrollo (PSCH7V y SCH7V).

VII.5. Perfil de producción de carbón bruto a corto plazo.

En la Tabla 15 observamos la producción de carbón bruto (sin depurar, en crudo, tal y como sale del frente de explotación) que necesitaríamos para el corto plazo, durante los años 2022 - 2024 y para el mediano plazo, durante el periodo 2025 – 2030, a fin de cumplir con las obligaciones asumidas.

CTRT. Módulo I. Módulo de generación de energía eléctrica de 120 MWh que consumirá 660.000 Tn de carbón bruto anuales (Fuente www.ycrt.gob.ar)

CTRT. Módulos I y II. Dos módulos de generación de energía eléctrica de 120 MWh cada uno que consumirán entre ambos 1.320.000 Tn de carbón anuales. (Fuente www.ycrt.gob.ar)

Canon minero. Compromiso con la provincia de Santa Cruz para la entrega de 30.000 Tn de carbón bruto que es distribuido con fines sociales durante los meses de invierno. (Fuente www.ycrt.gob.ar)

Usina 21 MWh. Usina de generación de energía eléctrica propia de la mina. Con ella se sostiene la provisión de energía eléctrica a las operaciones en interior de mina. Actualmente solo puede entregar 11 MWh para lo que requiere una provisión de 26.400 Tn / año. (Fuente www.ycrt.gob.ar)

Perfil de producción de carbón bruto a corto plazo. En Tn.					
Años 2022 - 2024	Turno (6 hs)	Día (4 Turnos)	Mes (19 días)	Año (232 días)	Frentes largos consumidos anualmente
CTRT. Módulo I (1 x 120 MWh)	948	2.845	55.000	660.000	554.040 Tn/F.L (Ver Tabla)
Canon minero	43	129	2.500	30.000	
Usina 21 MW	38	114	2.200	26.400	
Totales	1.029	3.088	59.700	716.400	1,29 F.L.
Perfil de producción de carbón bruto a mediano plazo. En Tn.					
Años 2025 -2030	Turno	Día	Mes (19 días)	Año (232 días)	Frentes largos consumidos anualmente
CTRT. Módulo I y II (2 x 120 MWh)	1.897	5.690	110.000	1.320.000	554.040 Tn/F.L (Ver Tabla)
Canon minero	43	129	2.500	30.000	
Usina 21 MW	38	114	2.200	26.400	
Totales	1.978	5.933	114.700	1.376.400	2,48 F.L

Tabla 15. Perfil productivo de carbón. Periodo 2022 – 2024 y 2025 – 2030 (Fuente. Producción propia).

De la Tabla 15 podemos ver que en el **corto plazo (Periodo 2022 – 2024)** se requerirá una producción de carbón de **716.400 Tn de carbón bruto** lo que implicará que se estará consumiendo **1.29 frentes largos anuales**. Este dato es fundamental ya que nos marca el ritmo de desarrollo de galerías secundarias que debemos tener si queremos tener conformados 2 frentes largos completos y montados al año (Consumir 1.29 frentes largos anuales implicara tener 2 frentes largos desarrollados y completos por año).

En el **mediano plazo (Periodo 2025 – 2030)** se requerirá una producción de carbón de **1.376.400 Tn de carbón bruto** lo que implicará que se estará consumiendo **2.48 frentes largos anuales**. Este dato es fundamental ya que nos marca el ritmo de desarrollo de galerías secundarias que debemos tener si queremos tener conformados 3 frentes largos completos y montados al año (Consumir 2.48 frentes largos anuales implicara tener 3 frentes largos desarrollados y completos por año).

Producción de carbón bruto prevista		Último año que se sacó una producción similar	
Año	Tonelaje	Año	Tonelaje
2022 (Módulo I)	716.400	1989	716.000
2025 (Módulo I y II)	1.376.400	1979	1.399.778 (Máximo histórico de producción de la empresa)

Tabla 16. Ultima vez que se sacó una producción como la prevista para el año 2022 y 2024.

Fuente. Producción propia realizada en base a lo expuesto en la Fig. 28.

El espíritu de este análisis es evidenciar que producciones como las calculadas fueron obtenidas en el pasado mientras la empresa continuaba siendo YCF. No cuento con la información sobre cuanto personal en interior de mina y frentes largos había en esa época como para comparar como se está en la actualidad respecto a esos años. Sin embargo, se estima que los adelantos tecnológicos y el incremento en la capacidad de producción de los modernos equipos polacos adquiridos tienen que equiparar o superar las condiciones técnicas que pudieran haberse dado en dichos años.



Figura 28. Producción histórica de carbón bruto y proyección al año 2030 (Fuente producción propia).

VII.6. Perfil de desarrollo de galerías secundarias en carbón.

De la Tabla 15 podemos ver que:

Corto plazo (Periodo 2022 – 2024).

Modulo I: Operativo y produciendo 120 MWh.

Producción anual de carbón bruto: 716.400 Tn.

Consumo anual de frentes largos: 1.29 frentes largos. (Consumir 1.29 frentes largos anuales implicara tener 2 frentes largos desarrollados y completos por año).

Mediano plazo (Periodo 2025 – 2030).

Producción anual de carbón bruto: 1.376.400 Tn

Consumo anual de frentes largos: 2.48 frentes largos. (Consumir 2.48 frentes largos anuales implicara tener 3 frentes largos desarrollados y completos por año).

Módulos I y II: Operativos y produciendo 2 x 120 MWh.

Sigue en la página siguiente.

VII.6.a. Cantidad de metros de desarrollo de galerías secundarias para sostener la producción de carbón.

	A	B	C	D	E	F	G	H	
	Frentes Largos. Producción mensual de carbón (Tn)	Consumo de F.L. anual. (Año= 232 días)	Creación de nuevos F.L. anual	Cantidad de tuneleras necesarias (2 x F.L.)	Tunelera en carbón. Performance. (m/turno)	Turno 6 hs (m) D x E	Día (3Turnos) (m) 3 x F	Desarrollos mínimos mensuales de galerías secundarias (m) (G*232/12)	Análisis
CTRT. Modulo I + Canon minero + Usina 21 MW	59.700	1,29	2	4	2	8	24	464	La cantidad de metros de galerías secundarias son suficientes para cubrir el consumo de 1,29 F.L ya que con 464 metros mensuales estaremos creando 2 F.L por año.
CTRT. Módulos I y II + Canon minero + Usina 21 MW	114.700	2,48	3	6		12	36	636	La cantidad de metros de galerías secundarias son suficientes para cubrir el consumo de 2,48 F.L ya que con 636 metros mensuales estaremos creando 3 F.L por año.

Tabla 17. Cantidad de desarrollos en carbón para sostener el consumo de Frentes largos. Fuente. Producción propia.

Resumen de desarrollos mensuales de galerías secundarias	A	B	C	D	E
	Año	Producción mensual de carbón (Tn)	Desarrollo mínimo mensual de galerías secundarias (m)	Rendimiento (Tn / m) Tabla 11	Carbón del desarrollo mensual de galerías secundarias (Tn)
					D * C
CTRT. Mod. I + Canon + Usina 21 MW (Tn)	2022 - 2024	59.700	464	27	12.528
CTRT. Mod. I + Mod. II + Canon + Usina 21 MW (Tn)	2025 - 2030	114.700	636		17.172

Tabla 18. Desarrollos mensuales de galerías secundarias calculadas para sostener la producción.

Fuente. Producción propia.

El carbón del desarrollo de galerías secundarias servirá para tener de soporte de mineral extra ante inconvenientes que pudieran surgir y retrasar la producción.

Perfil de desarrollo de galerías secundarias en función de la producción requerida por la CTRT.

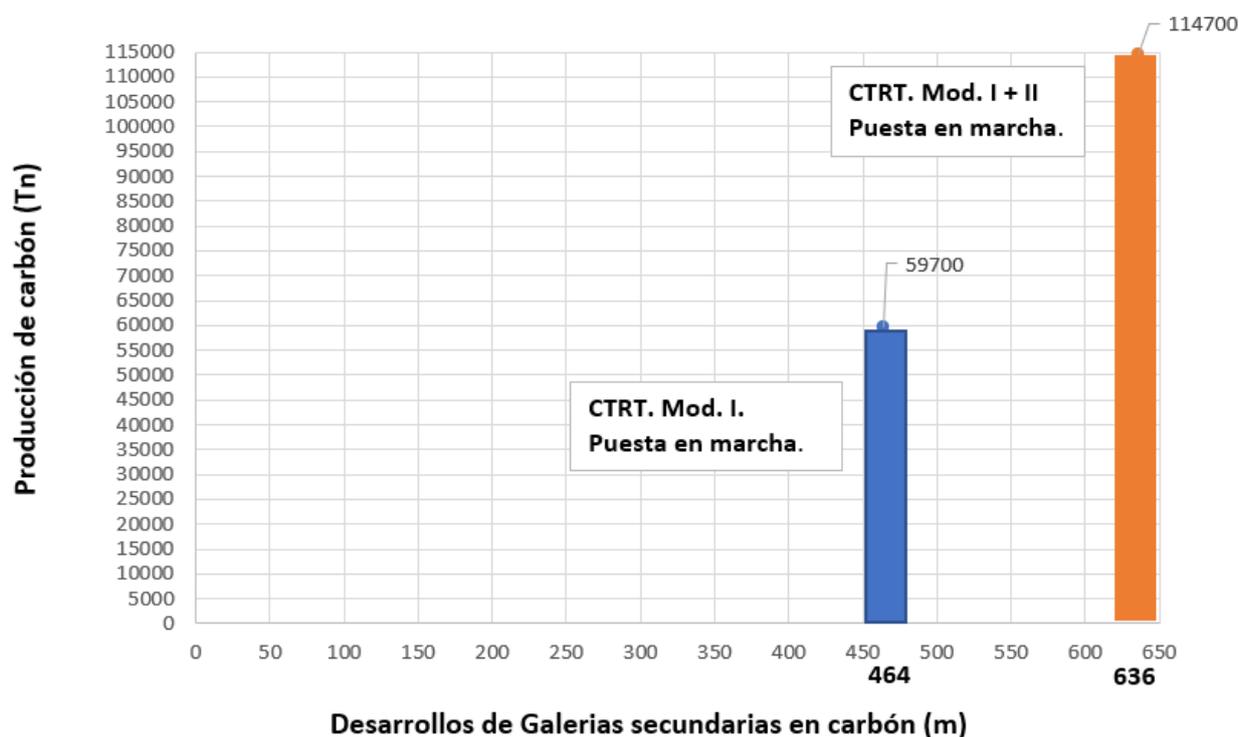


Figura 29. Perfil de desarrollo mensual de galerías secundarias en carbón ante la puesta en marcha de los módulos de generación de energía eléctrica de la CTRT.

VII.7. Perfil de desarrollo de galerías principales en estéril.

De la Tabla 16 podemos ver que:

Corto plazo (Periodo 2022 – 2024).

Modulo I: Operativo y produciendo 120 MWh.

Producción anual de carbón bruto: 716.400 Tn.

Consumo anual de frentes largos: 1.29 frentes largos. (Consumir 1.29 frentes largos anuales implicara tener 2 frentes largos desarrollados y completos por año).

Cantidad de desarrollos principales para liberar 2 frentes largos: 450 m.

Mediano plazo (Periodo 2025 – 2030).

Producción anual de carbón bruto: 1.376.400 Tn

Consumo anual de frentes largos: 2.48 frentes largos. (Consumir 2.48 frentes largos anuales implicara tener 3 frentes largos desarrollados y completos por año).

Módulos I y II: Operativos y produciendo 2 x 120 MWh de energía eléctrica.

Sigue en la página siguiente.

VII.7.a. Cantidad de metros de desarrollo de galerías principales para sostener la producción de carbón según el criterio del consumo de frentes largos.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	
	Consumo teórico anual de F.L.	Consumo real anual de F.L. (Año= 232 días)	Tunelera en estéril. Performance. (m/turno)	Cantidad de tuneleras en estéril	Turno (6 hs) (m)	Día (3T) (m) E x 3	Mes (20 días) (m) F x 232 / 12	Año (232 días) (m)	Cantidad de F.L liberados (H / 450) x 2	Análisis
CTRT. Mod. I + Canon + Usina 21 MW	1,29	2	2	2	4	12	232	2.784	12	La cantidad de metros de desarrollos que se pueden hacer con 2 tuneleras en estéril en avance diario son suficientes para liberar hasta 12 F.L anuales.
CTRT. Mod. I + Mod. II + Canon + Usina 21 MW	2,48	3		4	8	24	464	5.568	24	La cantidad de metros de desarrollos que se pueden hacer con 4 tuneleras en estéril en avance diario son suficientes para liberar hasta 24 F.L anuales.

Tabla 19. Cantidad de desarrollos en estéril según el criterio de consumo de F.L. Fuente. Producción propia.

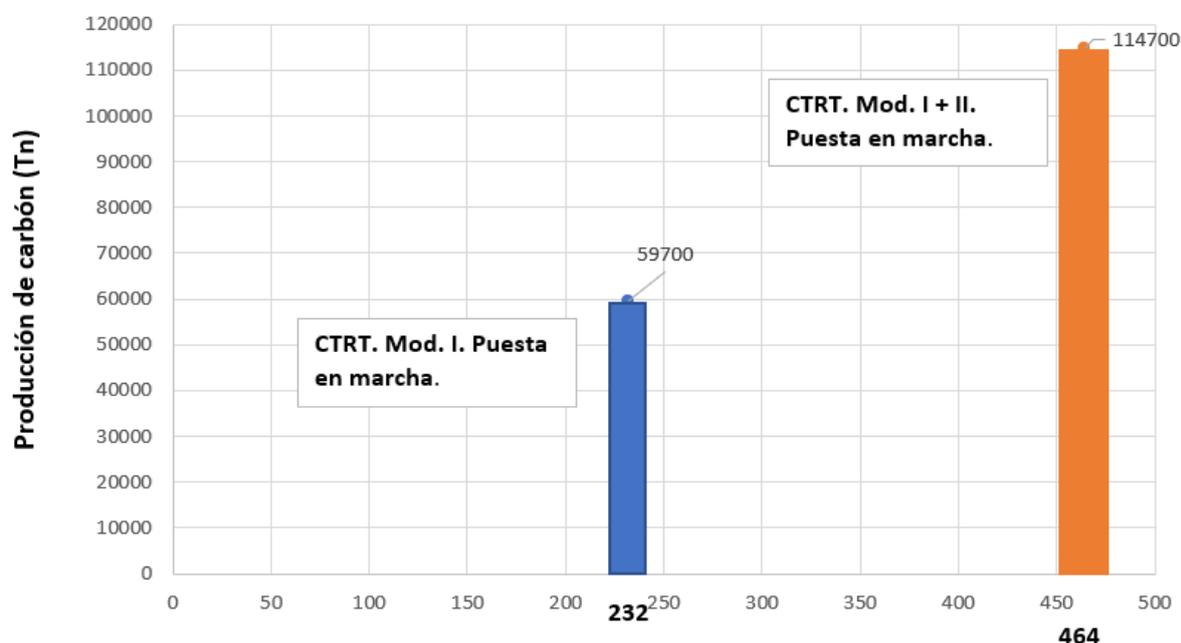
En la Tabla 20 vemos un extracto de los metros de desarrollo de galerías en estéril que deben realizarse.

	Año	Producción mensual de carbón (Tn)	Desarrollo mínimo mensual de galerías principales (m).
CTRT. Mod. I + Canon + Usina 21 MW	2022 - 2024	59.700	232
CTRT. Mod. I + Mod. II + Canon + Usina 21 MW	2025 - 2030	114.700	464

Tabla 20. Desarrollos de galerías principales (en estéril) calculadas para sostener la producción.

Fuente. Producción propia.

Perfil de desarrollo de galerías principales en función de la producción requerida por la CTRT.



Desarrollos de Galerías principales en esteril (m)

Figura 30. Perfil de desarrollo mensual de galerías principales en estéril ante la puesta en marcha de los módulos de generación de energía eléctrica de la CTRT. Fuente. Producción propia.

VII.8. Perfil productivo general. Producción y desarrollo.

En la Tabla 21 podemos ver el resumen general de los parámetros de producción y desarrollo que YCRT debe cumplir para alimentar en 2022 el Módulo I de la CTRT y a partir de 2025 el módulo I y II.

	Producción de carbón bruto. (Tn)				Desarrollos secundarios en carbón. En metros.				Desarrollos principales en estéril. En metros.				
	Años 2022 - 2024	Turno	Día	Mes	Año	Turno	Día	Mes	Año	Turno	Día	Mes	Año
CTRT. Módulo I	948	2.845	55.000	660.000									
Canon minero	43	129	2500	30.000									
Usina 21 MW	38	114	2200	26.400									
Totales	1.029	3.088	59.700	716.400	8	24	464	5.568	4	12	232	2.784	
Años 2025 - 2030	Turno	Día	Mes	Año	Turno	Día	Mes	Año	Turno	Día	Mes	Año	
CTRT. Módulo I y II	1.897	5.690	110.000	1.320.000									
Canon minero	43	129	2.500	30.000									
Usina 21 MW	38	114	2.200	26.400									
Totales	1.978	5.933	114.700	1.376.400	12	36	696	8.352	8	24	464	5.568	

Tabla 21. Parámetros generales de producción y desarrollo para sostener la operatividad de la CTRT y demás compromisos asumidos.

Fuente. Producción propia.

CAPITULO VIII. VIABILIDAD ECONÓMICA.

VIII.1. Tratamiento de la inflación en dólares en Argentina.

Para los análisis económicos que realizaremos en adelante, se estima una tasa de inflación anual que en dólares rondara 25 % anual. Esta estimación es en base a la inflación interanual medida entre junio de 2021 y junio de 2022 (Ver https://www.clarin.com/economia/argentina-encarece-moneda-dura-inflacion-dolares-llego-27-ultimos-12-meses_0_ilMwHdnuik.html)

VIII.2. Perfil de ganancias obtenidas con las ventas de energía eléctrica.

Siendo la producción y venta de energía eléctrica el negocio principal de YCRT a partir de 2022, las ganancias pronosticadas a máximo rendimiento de las turbinas generadoras I y II respectivamente serán:

Como vimos en el apartado XIII.3. Costos y precios en el MEM. Energía y potencia. Valores representativos, el Costo Monómico anual durante 2022 se encontrará en el orden de 60 USD/MWh (Fuente. PRECIO MAYORISTA DE LA ENERGIA ELECTRICA Marco Legal. Criterios Procedimientos e Implementación. 2022. Ministerio de energía y minería. Presidencia de la nación).

Usaremos este valor de referencia y lo afectaremos por el 25 % anual que se estima crezca la inflación en dólares en Argentina.

CTRT. 14 mineros	Ventas de energía eléctrica en USD					
	Valor MWh	Hora	Día	Mes	Año	
Módulo I (1 x 120 MWh)	USD	120 MW	24 hs	30 días	365 días	
	2022	60	7.200	172.800	5.184.000	63.072.000
	2023	75	9.000	216.000	6.480.000	78.840.000
	2024	94	11.250	270.000	8.100.000	98.550.000
Módulo I y II (2 x 120 MW)	Valor MWh	Hora	Día	Mes	Año	
	USD	240 MW	24 hs	30 días	365 días	
	2025	117	28.125	675.000	20.250.000	246.375.000
	2026	146	35.040	840.960	25.228.800	306.950.400
	2027	183	43.920	1.054.080	31.622.400	384.739.200
	2028	229	54.960	1.319.040	39.571.200	481.449.600
	2029	286	68.640	1.647.360	49.420.800	601.286.400
	2030	357	85.680	2.056.320	61.689.600	750.556.800

Tabla 22. Ganancias en USD obtenidos con la venta de energía eléctrica producida por la CTRT por hora, mes y año. Fuente. Producción propia.

VIII.3. Situación económica financiera de YCRT durante 2021. Diagnóstico.

La situación económica de la empresa durante 2021 (Fuente Ministerio de economía. Ver ANEXO) fue la siguiente:

Ingresos de operación: \$ 14.742.000.

Gastos de operación: \$ 6.821.000.000.

Remuneraciones mensuales: \$ 4.851.000.000.

Resultado operativo (pérdida de operación): \$ 6.806.258.000.

Ingreso corriente: \$ 7.064.742.000. Ingreso "corriente" provisto por el Estado Nacional.

Resultado económico o ahorro: \$ 243.742.000.

2021	Pesos	Tipo de cambio Diciembre 2021	USD
Ingreso anual	14.742.000	200	73.710
Gasto anual	6.821.000.000		34.105.000
Perdida de operación anual	6.806.258.000		34.031.290
Ingreso corriente (rescate)	7.064.742.000		35.323.710
Resultado económico	243.742.000		1.292.420

Tabla 23. Resultado financiero de la operación 2021. Fuente. Producción propia.

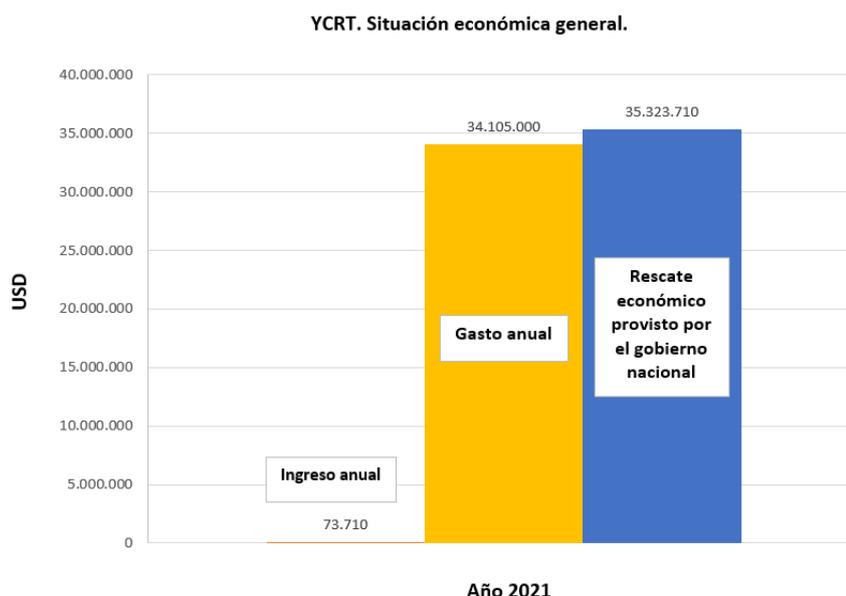


Figura 31. YCRT. Situación financiera de la compañía durante 2021.

Los gastos en los que incurrió la empresa en el año 2021 superaron 462 veces a los ingresos.

VIII.4. Distribución general de gastos durante el 2021.

Se observa que el 71 % de los gastos de YCRT son destinados a las remuneraciones del personal y el 29 % a gastos operativos.

2021	Pesos	USD	Porcentaje (%)
Gasto anual	6.821.000.000	34.105.000	100
Remuneraciones mensuales	4.851.000.000	24.255.000	71
Gastos operativos	1.970.000.000	9.850.000	29

Tabla 24. YCRT. Gastos en los que incurrió en 2021. Fuente. Producción propia.

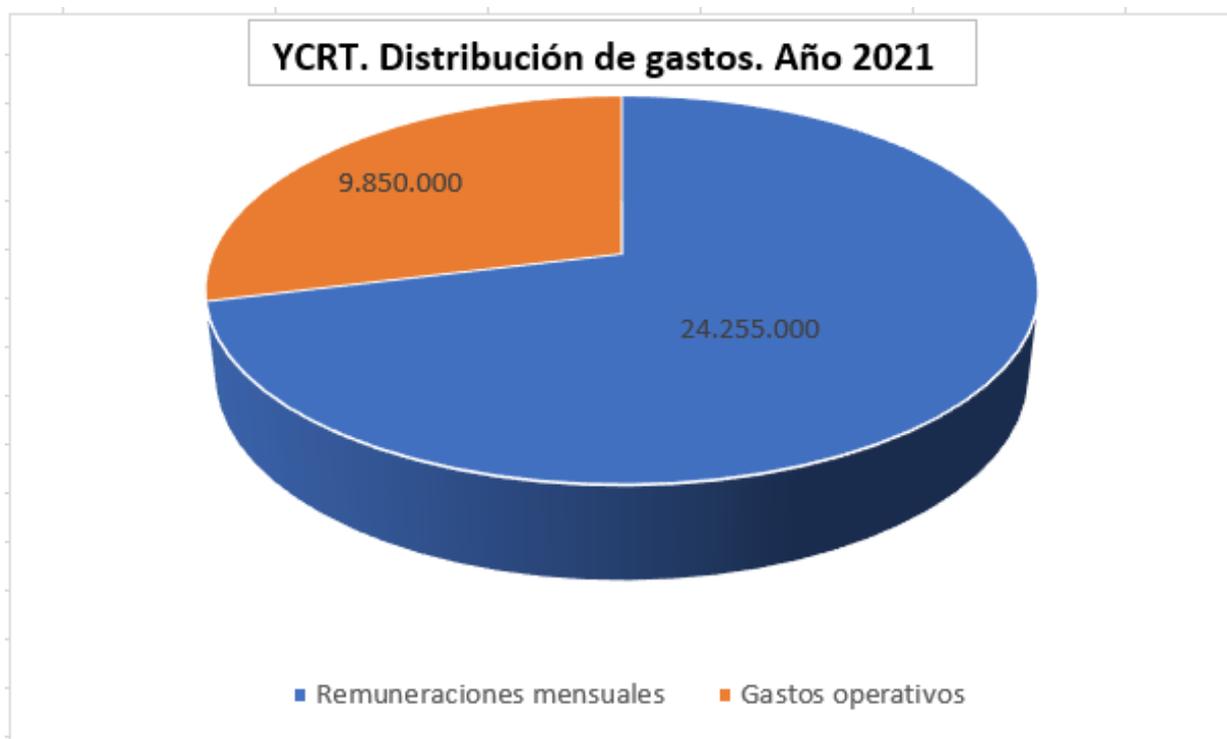


Figura 32. Distribución de gastos en dólares durante el 2021.

VIII.5. Resultado financiero esperado con la puesta en marcha de la CTRT.

VIII.5.a. EBIT.

EBIT (abreviatura de “Earnings before interest and taxes”, en inglés, en español “Ganancias antes de Intereses e Impuestos”) y es una medida de rentabilidad.

Calcula los beneficios de operación de una empresa restando el costo de los bienes vendidos y los gastos de operación de los ingresos totales. Este cálculo muestra cuánto beneficio genera una empresa sólo por sus operaciones, sin tener en cuenta los intereses o impuestos.

El EBIT se puede formular de las dos siguientes maneras:

1. $EBIT = \text{Ingresos} - \text{Gastos Operativos}$
2. $EBIT = \text{Ganancias netas} + \text{Intereses} + \text{Impuestos}$

El EBIT mide el resultado de las operaciones de una empresa, lo que lo se convierte en sinónimo de «beneficio de operación». Al ignorar los gastos de impuestos e intereses, se centra únicamente en la capacidad de una empresa para generar ingresos de operaciones.

VIII.5.a.1. Análisis del EBIT.

De lo que se muestra en la columna F de la Tabla 26 podemos ver que el EBIT obtenido con la venta de la energía eléctrica será positivo en todos los años en análisis y crece en valor absoluto lo que indica una primera métrica de rentabilidad de YCRT al manifestar que no solo se produce un beneficio de operación todos los años en que se ha realizado el análisis, sino que también el mismo se va incrementando.

VIII.5.b. Margen neto.

Los indicadores financieros de una empresa, como los ingresos y los gastos, no siempre pueden contar una historia confiable y completa sobre su desempeño financiero. Por ejemplo, el aumento de los ingresos, a primera vista, suele considerarse una señal positiva de la salud financiera de una empresa, pero los gastos que exceden los ingresos pueden opacar el panorama general del rendimiento y seguramente decepcionarán a los accionistas.

En lo que respecta a la evaluación de la salud financiera de una empresa, el margen de beneficio neto es uno de los indicadores más importantes y poderosos, aunque simples, que deben tomarse en un arsenal de cualquier grupo de inversores en la industria de la minería y los metales.

El margen de beneficio neto es igual a la utilidad (o ganancia) neta dividida por los ingresos totales y representa la cantidad de ganancias que genera cada dólar de ingresos (Ver Tabla 25. Columna G).

Intuitivamente, el margen de beneficio neto puede interpretarse como un indicador de si la rentabilidad de una empresa es segura o no.

$$\text{Margen neto} = \frac{\text{Utilidad}}{\text{Ventas}}$$

VIII.5.b.1. Hipótesis de análisis.

Tasa de inflación anual en dólares: 25 % anual.

Precio del MWh: Lo suponemos incrementándose a un ritmo del 25 % fruto de la inflación en dólares que esperamos en la Argentina.

Horizonte de planeación inicial: 2022 – 2030. 8 Años.

Horizonte de planeación extendido: 2022 – 2035. 13 Años. En el caso de que el proyecto no fuera rentable en el horizonte de planeación inicial.

VIII.5.b.2. Análisis del margen neto.

Si comparamos con el margen neto de otras empresas mineras internacionales, ver Fig. 33 podemos ver que produciendo energía solo con el Módulo I ya tendríamos un Margen neto como el de Minera Polyus en 2020 (PJSC Polyus, mayor productor de oro de Rusia y una de las 10 principales empresas mineras de oro a nivel mundial por producción).

El análisis del margen neto nos entregó valores muy buenos que se asemejan a los márgenes netos de las principales empresas mineras internacionales. Lo que es un resultado muy promisorio sobre la rentabilidad de la empresa YCRT como productora de energía eléctrica a partir del carbón mineral.



Figura 33. Tabla de posiciones de las 10 mineras internacionales más rentables versus la rentabilidad de YCRT produciendo energía eléctrica con el módulo I y el módulo II.

VIII.5.c. EBITDA.

El EBITDA (Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) es uno de los indicadores financieros más importantes a la hora de realizar el análisis fundamental de una empresa, ya que mide los beneficios recurrentes de la misma.

El EBITDA es un indicador financiero que hace referencia a las ganancias de la compañía antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones.

El EBITDA puede utilizarse como un indicador de la rentabilidad del negocio, al permitir obtener el estado de pérdidas y ganancias de la empresa. Siendo un indicador fiel ya que deja afuera aspectos financieras y tributarias, de gastos contables que no reflejen salida de dinero, podría utilizarse para comparar resultados de la empresa durante cierto período de tiempo o entre empresas, mediante la ratio de la división a partir de la inversión realizada o entre las ventas en cierto período. A más alto, la ratio refleja que la empresa tiene un alto nivel de eficacia operativa.

La ventaja de estos resultados es el excluir aspectos financieros y tributarios, de depreciaciones y amortizaciones, pudiendo medir el resultado más allá de ciertas situaciones en las empresas y por diferentes razones como una financiación favorable, tratamiento fiscal específico, la cuantificación de depreciaciones.

$$\text{EBITDA} = \text{EBIT} + \text{Depreciación} / \text{Amortización}$$

VIII.5.c.1. Tipos de EBITDA.

EBITDA Positivo: Si el EBITDA del proyecto es positivo indicará que el proyecto, sin tener en cuenta los gastos financieros y fiscales, es rentable, pero la rentabilidad final del mismo dependerá de la gestión respecto a las políticas de financiamiento, tributación, amortización y depreciación de la empresa.

EBITDA Negativo: En cambio, si el EBITDA es negativo, el resultado final será negativo, por tanto, en este caso, sería por sí solo criterio suficiente para descartar la viabilidad de un proyecto. A pesar de que éste no forma parte del estado de resultados de las empresas, es un indicador muy utilizado como referencia sobre su actividad porque hace referencia a la capacidad de la empresa para generar beneficios considerando únicamente su actividad productiva.

VIII.5.c.2. Análisis del EBITDA.

De lo que se muestra en la columna H de la Tabla 25 podemos ver que el EBITDA es positivo en todos los años analizados lo que indica que el proyecto, sin tener en cuenta los gastos financieros y fiscales, es rentable. Podemos ver que su valor absoluto se incrementa sucesivamente con el paso de los años lo que refleja que YCRT incluso iría incrementado su nivel de eficacia operativa.

Periodo		A	B	C	D	E	F	G	H
2022 - 2030	Año	Tasa de inflación anual en USD	Gasto operativo anual de YCRT	Amortización Depreciación (Ver ANEXO II)	Precio de la energía	Ganancia anual con la venta de energía	EBIT (Utilidad)	Margen neto	EBITDA
			USD	USD	USD / MWh	USD	USD	%	USD
		%	B . 1,25	C . 1,25	D . 1,25	Tabla 22	E - B	F/E	F + C
	2021	Referencia	34.105.000 (Ver Tabla 24)	880.000	-	-	-	-	-
CTRT. Modulo I 1 x 120 MW	2022	25 %	42.631.250	1.100.000	60	63.072.000	20.440.750	32,4	21.540.750
	2023	25 %	53.289.062	1.265.000	75	78.840.000	25.550.938	32,4	26.815.938
	2024	25 %	66.611.327	1.454.750	94	98.550.000	31.938.673	32,4	33.393.423
CTRT. Modulo I + II 2 x 120 MW	2025	25 %	83.264.160	1.818.437	117	246.375.000	163.110.840	66,2	164.929.277
	2026	25 %	104.080.200	2.273.046	146	306.950.400	202.870.200	66,1	205.143.246
	2027	25 %	130.100.250	2.841.308	183	384.739.200	254.638.950	66,2	257.480.258
	2028	25 %	162.625.313	3.551.635	229	481.449.600	318.824.288	66,2	322.375.922
	2029	25 %	203.281.641	4.439.543	286	601.286.400	398.004.759	66,2	402.444.303
	2030	25 %	254.102.051	5.549.429	357	750.556.800	496.454.749	66,1	502.004.179

Tabla 25. Ganancias esperadas con la puesta en marcha de la CTRT. Fuente producción propia.

VIII.6. Indicadores de rentabilidad del proyecto.

La rentabilidad no es fácil de calcular por las dificultades para pronosticar el comportamiento de las variables de un proyecto. Lo difícil no es obtener un resultado, la dificultad está en interpretarlos y en sensibilizar las consecuencias.

La evaluación de este proyecto consistirá en comparar si el valor actual del flujo de caja proyectado permite recuperar la inversión y obtener la rentabilidad deseada.

Estructuraremos el flujo de caja (FC) del proyecto de inversión para transformar YCRT en una empresa productora de energía eléctrica y así medir la rentabilidad del proyecto. La evaluación de este proyecto de inversión consistirá en comparar el valor actual de los flujos de caja proyectados con la inversión inicial necesaria.

Como el objetivo es medir la **rentabilidad del proyecto, sin importar el origen de los fondos**, se debe trabajar con los FC sin deducir los servicios de la deuda (SD), que se actualizan con el costo promedio ponderado del capital (CPPC o WACC).

Para evaluar Rentabilidad del proyecto, entonces tendremos que tener en cuenta:

Inversión: Total.

Flujo de caja: antes de los servicios de deuda.

Costo de capital: CPPC (WACC).

VIII.6.a. Estructura general del flujo de caja (FC).

Un FC se estructura en columnas que representan los momentos en que se generan las inversiones, los costos y los beneficios de un proyecto; empieza en el período 0, correspondiente al momento inicial (actual) del proyecto en el cual se reflejan todos los desembolsos previos a la puesta en marcha, y termina en el período H, correspondiente al horizonte de evaluación.

Estimaremos los FC futuros del proyecto de inversión por el método **Directo**, este consiste en determinar todos los ingresos y egresos que sean relevantes durante la vida económica del proyecto a medida que se presentan, con independencia de los criterios contables.

En el flujo de caja libre (flujo del proyecto) no se incluyeron valores como intereses pagados, utilidades distribuidas ni ahorro en impuestos por pago de intereses, ya que estos conceptos se deberían incluir en la tasa de descuento utilizada para evaluarlo, que es WACC.

El flujo de caja libre del proyecto se calculó en forma incremental.

La evaluación de inversiones presenta problemas particulares cuando se desarrolla en un contexto inflacionario: por un lado, los precios de “hoy” no se pueden comparar con los precios de

“ayer” ni con los de “mañana”. Por el otro, distorsiona el sistema de precios relativos. Es una variable aleatoria que se debería agregar en los modelos de evaluación.

Para medir la rentabilidad del proyecto, se debe construir un flujo de caja puro, sin deducir el pago de intereses o egresos por devolución de fondos prestados, también conocido como **free cash flow (FCF)**, se debe descontar con la tasa de costo promedio ponderado del capital (CPPC o WACC) y utilizar el importe total de la inversión inicial.

Nuestro objetivo es medir la rentabilidad del proyecto, sin importar el origen de los fondos, por lo que se deberemos trabajar con los flujos de caja sin deducir los servicios de la deuda (SD), que se actualizarán con el costo promedio ponderado del capital (CPPC o WACC).

VIII.6.b. Horizonte de planeación.

En general, el horizonte de planeación debería ajustarse a la vida útil del proyecto, plazo que muchas veces es menor a la vida “real” de la inversión. El plazo de proyección debería limitarse al período de tiempo que incluya flujos de caja relevantes.

En estos casos, es común estimar los flujos de caja hasta que se estabilicen las principales variables del negocio, no más de 10 años. En el caso particular del análisis de YCRT como productor de energía eléctrica considere suficiente estimar los flujos de caja hasta que la suma del valor actual alcanzara para recuperar la inversión inicial y su costo de oportunidad. En ese punto, el proyecto será aceptable y los flujos de caja posteriores solo servirán para reforzar la decisión.

Horizonte de planeación inicial propuesto para YCRT: 2022 – 2030. 8 años.

Horizonte de planeación extendido: 2022 – 2035. 13 años. En el caso de que YCRT no fuera rentable en el horizonte de planeación inicial.

VIII.6.c. Costo promedio ponderado de capital. Análisis como costo de oportunidad correspondiente a renunciar al proyecto de producir carbón para la venta.

Como no cuento con toda la información necesaria para calcular el costo promedio ponderado de capital (CPPC o WACC) de forma correcta, decidí utilizar como criterio para calcular una tasa de descuento o actualización lo suficientemente realista, comparar las ganancias que obtendríamos si vendiéramos la producción de carbón mineral planificada con las ganancias producidas de la venta de energía eléctrica. Es importante aclarar que no está previsto la venta de carbón sino únicamente la venta de la energía eléctrica producida por la CTRT a partir del carbón. Esto es debido a que los parámetros de producción de la mina no podrían satisfacer el requerimiento de mineral impuesto por la CTRT y cumplir a la vez con contratos de aprovisionamiento de carbón a terceros. Este análisis nos permitirá determinar el costo de oportunidad correspondiente a renunciar

al proyecto de producir carbón para la venta en el mercado nacional e internacional. El costo de oportunidad nos permitirá avanzar hacia la determinación del VAN del proyecto y determinar a partir de cuando el mismo generará beneficios.

		A	B	C	D	E	F
Producción de carbón bruto prevista		Precio internacional del carbón	Ganancia de la venta de carbón	Precio nacional del MWh	Ganancia de la venta de energía eléctrica	Diferencia de ganancias	Costo de oportunidad (k)
Año	Tonelaje	USD / Tn	USD / Tn	USD / MWh	USD	USD	
						B - D	E / B
2022	716.400	105	75.222.000	60	42.984.000	32.238.000	0,43
2023	716.400	131	94.027.500	75	78.840.000	15.187.500	0,16
2024	716.400	164	117.534.375	94	98.550.000	18.984.375	0,16
2025	1.376.400	205	282.269.531	117	246.375.000	35.894.531	0,13
2026	1.376.400	256	352.836.914	146	306.950.400	45.886.514	0,13
2027	1.376.400	320	441.046.143	183	384.739.200	56.306.943	0,13
2028	1.376.400	345	474.858.000	229	481.449.600	-6.591.600	0,01
2029	1.376.400	345	474.858.000	286	601.286.400	-126.428.400	0,27
2030	1.376.400	345	474.858.000	357	750.556.800	-275.698.800	0,58
Adopté un valor promedio estadístico entre 0.16 y 0.01, resultando →							0.12

Tabla 26. Costo de oportunidad entre ganancias de la venta de carbón y venta de energía eléctrica. Fuente producción propia.

VIII.7. Determinación de VAN y TIR para el horizonte de planeación 2022 -2030.

Según el informe de la SIGEN, “Informe de Auditoría Interna N° 12/2019 “Situación del Contrato Para la Construcción de la Central Térmica Río Turbio” la construcción de la CTRT modificó 11 veces su costo inicial, elevando su valor a USD 1.631.355.105, cuando en realidad fue adjudicada por USD 857.341.128. Los adicionales de la obra incrementaron en un 90,28% el contrato original. Actualmente, según la misma fuente, faltan aproximadamente USD 240.000.000 para finalizar el módulo II. En total, el monto aproximado que se habrá invertido hasta la finalización de la CTRT será 1840.000.000 USD.

CTRT. 14 mineros	Ganancia con las ventas de energía eléctrica en USD					Gasto operativo anual. Modulo I
	Valor MWh	Hora	Día	Mes	Año	
Módulo I (1 x 120 MWh)	USD	120 MW	24 hs	30 días	365 días	USD
2022	60	7.200	172.800	5.184.000	63.072.000	42.631.250
2023	75	9.000	216.000	6.480.000	78.840.000	53.289.062
2024	94	11.250	270.000	8.100.000	98.550.000	66.611.327
Módulo I y II (2 x 120 MW)	Valor MWh	Hora	Día	Mes	Año	Gasto operativo anual. Módulo I + II
	USD	240 MW	24 hs	30 días	365 días	USD
2025	117	28.080	673.920	20.217.600	245.980.800	83.264.160
2026	146	35.040	840.960	25.228.800	306.950.400	104.080.200
2027	183	43.920	1.054.080	31.622.400	384.739.200	130.100.250
2028	229	54.960	1.319.040	39.571.200	481.449.600	162.625.313
2029	286	68.640	1.647.360	49.420.800	601.286.400	203.281.641
2030	357	85.680	2.056.320	61.689.600	750.556.800	254.102.051

Tabla 27. Horizonte de planeación 2022 - 2030. Ganancia y gasto operativo de YCRT. Fuente producción propia.

t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Año		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ingresos x venta de energía (USD)		63.072.000	78.840.000	98.550.000	246.375.000	306.950.400	384.739.200	481.449.600	601.286.400	750.556.800
Egresos x gastos operativos (USD)		42.631.250	53.289.062	66.611.327	83.264.160	104.080.200	130.100.250	162.625.313	203.281.641	254.102.051
Flujos de caja (USD)	-1.840.000.000	20.440.750	25.550.938	31.938.673	163.110.840	202.870.200	254.638.950	318.824.287	398.004.759	496.454.749
Costo de capital (k)	0,12	12 %								
VAN	-\$ 845.420.657,22									
TIR	1%									

Tabla 28. Determinación de VAN y TIR para el horizonte de planeación 2022 - 2030. Fuente producción propia.

Periodo 2022 – 2030.

De nuestro análisis de YCRT como productora de energía eléctrica obtenemos que en las hipótesis planteadas en la página 61, en el periodo en cuestión, el VAN tiene un valor negativo por lo que el proyecto no generara beneficios durante el periodo 2022 -2030.

La tasa interna de retorno (TIR) mide el rendimiento del proyecto en porcentaje, es la tasa máxima exigible que hace VAN = 0.

$K > TIR > 0$: se recupera la inversión inicial, pero genera un rendimiento inferior al deseado. Se rechaza el proyecto.

VIII.8. Determinación de VAN y TIR para el horizonte de planeación 2022 - 2035.

CTRT. 14 mineros	Ventas de energía eléctrica en USD					Gasto operativo anual. Modulo I
	Valor MWh	Hora	Día	Mes	Año	
Módulo I (1 x 120 MWh)	USD	120 MW	24 hs	30 días	365 días	USD
	2022	60	7.200	172.800	5.184.000	63.072.000
2023	75	9.000	216.000	6.480.000	78.840.000	53.289.062
2024	94	11.250	270.000	8.100.000	98.550.000	66.611.327
Módulo I y II (2 x 120 MW)	Valor MWh	Hora	Día	Mes	Año	Gasto operativo anual. Módulo I + II
	USD	240 MW	24 hs	30 días	365 días	USD
2025	117	28.080	673.920	20.217.600	245.980.800	83.264.160
2026	146	35.040	840.960	25.228.800	306.950.400	104.080.200
2027	183	43.920	1.054.080	31.622.400	384.739.200	130.100.250
2028	229	54.960	1.319.040	39.571.200	481.449.600	162.625.313
2029	286	68.640	1.647.360	49.420.800	601.286.400	203.281.641
2030	357	85.680	2.056.320	61.689.600	750.556.800	254.102.051
2031	446	107.100	2.570.400	77.112.000	938.196.000	317.627.564
2032	558	133.875	3.213.000	96.390.000	1.172.745.000	397.034.455
2033	697	167.344	4.016.250	120.487.500	1.465.931.250	496.293.068
2034	872	209.180	5.020.313	150.609.375	1.832.414.063	620.366.335
2035	1089	261.475	6.275.391	188.261.719	2.290.517.578	775.457.919

Tabla 29. Horizonte de planeación 2022 - 2035. Ganancia y gasto operativo de YCRT. Fuente producción propia.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ingresos x venta de energía		63.072.000	78.840.000	98.550.000	246.375.000	306.950.400	384.739.200	481.449.600	601.286.400	750.556.800	938.196.000	1.172.745.000	1.465.931.250	1.832.414.063	2.290.517.578
Egresos x gastos operativos		42.631.250	53.289.062	66.611.327	83.264.160	104.080.200	130.100.250	162.625.313	203.281.641	254.102.051	317.627.564	397.034.455	496.293.068	620.366.335	775.457.919
Flujos de caja	-1.840.000.000	20.440.750	25.550.938	31.938.673	163.110.840	202.870.200	254.638.950	318.824.287	398.004.759	496.454.749	620.568.436	775.710.545	969.638.182	1.212.047.727	1.515.059.659
Costo de capital (k)	0,12	12 %													
VAN	\$ 2.308.539,27														
TIR	12%														

Tabla 30. Determinación de VAN y TIR para el horizonte de planeación 2022 - 2035. Fuente producción propia.

Periodo 2022 – 2035.

Si analizamos el VAN en un periodo más extenso (2022 – 2035), continuando en las hipótesis de la página 61, encontramos que recién a partir del periodo 13 en el año 2034 se empezaran a obtener ganancias.

La tasa interna de retorno (TIR) mide el rendimiento del proyecto en porcentaje, es la tasa máxima exigible que hace VAN = 0. En el periodo 2022 - 2034, TIR = k, por lo que podemos ver que se recupera la inversión inicial y se obtiene el rendimiento mínimo deseado.

La evaluación del flujo del proyecto durante el periodo 2022 – 2035 por la tasa WACC (Costo promedio ponderado de capital), muestra un VAN positivo que asciende a USD 2.308.539,27 y una TIR del 12 % (TIR = k). Por ambos criterios de evaluación, el proyecto debería aceptarse.

VIII.8. Inversiones.

PRESUPUESTO 2021
YACIMIENTO CARBÓNIFERO RIO TURBIO

ANEXO II
Cuadro F

EJECUCIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN QUE INCIDEN EN EJERCICIOS FUTUROS

DENOMINACIÓN DE LOS PROYECTOS, OBRAS Y ADQUISICIONES	IMPORTE A DEVENGAR (En Pesos)				TOTAL	AVANCES FÍSICOS Porcentaje) (En				
	2021	2022	2023	RESTO		AL 31/12/20	2021	2022	2023	RESTO
Adquisición de Maquinaria y Equipos en Río Turbio		100.000.000	150.000.000	250.500.000	500.500.000	0,0%	0,0%	20,0%	30,0%	50,0%
Modernización de la planta depuradora en Río Turbio		50.000.000	75.000.000	125.000.000	250.000.000	0,0%	0,0%	20,0%	30,0%	50,0%
Sistema de Cintas transportadoras - SISTEMA DE TRANSPORTE DE PERSONAS Y MATERIALES		50.000.000	50.000.000	50.000.000	150.000.000	0,0%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Culminación Obra Caldera 4 Usina Río Turbio		38.350.000	38.350.000	76.700.000	153.400.000	0,0%	0,0%	25,0%	25,0%	50,0%
Puesta en Funcionamiento - Central Termo Electrica "14 Mineros" de 240 MW Modulo 1 Río Turbio	2.296.000.000				2.296.000.000	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%
					0					
T O T A L E S	2.296.000.000	238.350.000	313.350.000	502.200.000	3.349.900.000	0,0%	68,5%	7,1%	9,4%	15,0%

Tabla 31. Proyectos de inversión. Fuente. Presupuesto 2021. YCRT. Anexo II. Cuadro F. Ministerio de economía.

El plan de inversiones para 2022, comprende adquirir todo el equipamiento faltante para:

1. Completar los equipos de producción que están incompletos.
2. Modernización de la planta depuradora.
3. Mantenimiento de Marchantes y frentes largos y equipo de extracción de mineral.
4. Finalización de la Caldera 4 de la Usina de 21 MWh.
5. Puesta en marcha del Módulo I de la CTRT.

CAPITULO IX. VIABILIDAD POLITICA.

La principal cuestión política del presente de la empresa YCRT con terminales en Punta Loyola, Río Gallegos y la CTRT pasa por la aprobación del proyecto de Ley que tiene por objeto reorganizar la actividad productiva del complejo Carboeléctrico dotándola de una nueva estructura jurídica que le permita actuar con mayor fluidez en todo su accionar. El mencionado proyecto de ley propone transformar YCRT y la CTRT en una Sociedad del Estado cuya denominación sería YACIMIENTOS RÍO TURBIO SOCIEDAD DEL ESTADO (YRT S.E.).

En virtud de la importancia que YCRT reviste para el Estado Nacional, tanto en su aspecto geopolítico como energético, se emprendió un importante plan de inversión en la infraestructura del complejo carboeléctrico, como así también un proceso de adecuación a las normas de seguridad laboral y saneamiento ambiental.

Lo anterior demuestra que la voluntad política actual es continuar manteniendo este importante complejo industrial dentro de la órbita del Estado Nacional, pero dotándolo de una mayor autonomía que le permita desenvolverse en el mercado eléctrico mayorista (MEM) con la mayor eficiencia posible.

Por ello varios diputados del partido político JUNTOS en combinación con la intervención actual de la empresa han estudiado que YCRT deberá encuadrarse en un marco jurídico que le posibilite su reorganización administrativa, contable y financiera con el propósito de operar en un nivel de dinamismo, eficiencia y economía, comparables con el de las grandes empresas del sector privado. En vista de lo anterior, se observó que el régimen de la Ley Nº 20.705 y sus modificatorias de SOCIEDADES DEL ESTADO, resulta ser el instrumento más idóneo para lograr los objetivos propuestos, al mismo tiempo que asegura un absoluto control de gestión, legalidad y auditoría por parte del ESTADO NACIONAL, a raíz de ser este el único propietario de capital social, otorgándole el poder decisorio de las Asambleas Ordinarias y Extraordinarias, la designación de los integrantes del Directorio y de los miembros de la Comisión Fiscalizadora, en su caso.

En vista de lo anterior, las reformas propuestas producirán el adecuado ordenamiento y nacionalización de este importante complejo productivo, mejorando el desarrollo de la producción Carboeléctrica, con las prescripciones necesarias para encuadrar a YCRT (intervención) en el régimen de la Ley 20.705 y modificatorias, asegurándose de esta manera una mayor eficiencia y dinámica en su funcionamiento, sin perjuicio de los pertinentes controles de gestión y auditoría por parte del estado Nacional. Se prevé la aprobación de este fundamental proyecto de ley durante las sesiones legislativas del año 2023.

De nuestro análisis de viabilidad económica hemos visto que en las hipótesis de la página 61, a partir del ejercicio 13 en el año 2035, la empresa YCRT como productora de energía eléctrica a través de la CTRT comenzara a dar beneficios. Esto es un futuro sumamente auspicioso si lo comparamos con la realidad de los últimos 20 años de la empresa como productora de carbón que sostuvo su operación a base de fondos públicos argumentándose cuestiones territoriales estratégicas.

Si el análisis económico de la CTRT hubiese dado que no es viable, estoy convencido que, en base a la experiencia de las últimas décadas con YCRT, la voluntad política hubiese sido la de finalizar los módulos I y II, poner en marcha la CTRT a plena potencia y si fuese necesario, cubrir los ejercicios deficitarios con fondos públicos.

Desde el punto de vista político, la puesta en marcha y operación del complejo carboeléctrico se llevará a cabo más allá de cualquier cuestión económico-financiera adversa que pudiera presentarse ya que prevalecen superlativas razones de soberanía nacional, geopolíticas y estratégicas envueltas en este proyecto.

CAPITULO X. CONCLUSIÓN.

En cumplimiento a los objetivos propuestos para este trabajo se realizó un estudio de viabilidad para determinar la rentabilidad de YCRT con los dos módulos de la CTRT funcionando y generando 240 MWh de energía eléctrica.

Viabilidad de gestión.

Se observa que YCRT cuenta con la cantidad de operarios y personal gerencial, técnicos y de supervisión para llevar adelante el proyecto de sacar carbón mineral con el objetivo de producir 240 MWh de energía eléctrica.

Viabilidad técnica.

Se determinó que con un plan de productividad como el descrito en la tabla de abajo se puede entregar el carbón suficiente a la CTRT para producir 240 MWh y desarrollar la mina para continuar disponiendo del mineral en la sucesión de los años, hecho que se demostró viable con las máquinas y equipos de extracción con los que cuenta la empresa actualmente.

	Producción de carbón bruto. (Tn)				Desarrollos secundarios en carbón. En metros.				Desarrollos principales en estéril. En metros.			
	Turno	Día	Mes	Año	Turno	Día	Mes	Año	Turno	Día	Mes	Año
Años 2022 - 2024												
CTRT. Módulo I	948	2.845	55.000	660.000								
Canon minero	43	129	2500	30.000								
Usina 21 MW	38	114	2200	26.400								
Totales	1.029	3.088	59.700	716.400	8	24	464	5.568	4	12	232	2.784
Años 2025 - 2030												
CTRT. Módulo I y II	1.897	5.690	110.000	1.320.000								
Canon minero	43	129	2.500	30.000								
Usina 21 MW	38	114	2.200	26.400								
Totales	1.978	5.933	114.700	1.376.400	12	36	696	8.352	8	24	464	5.568

Viabilidad comercial.

Fuerzas de Porter

Desde el punto de vista de Porter, el proyecto de YCRT produciendo energía eléctrica a través del carbón mineral es Competitivo.

Análisis FODA.

Del análisis FODA vemos que YCRT produciendo energía eléctrica a través de la CTRT tiene un perfil competitivo aceptable.

Viabilidad económica. Análisis del VAN y TIR.

Se procedió a hacer el análisis financiero de YCRT como productora de energía eléctrica por medio del cálculo de parámetros de rentabilidad económica del proyecto como VAN y TIR.

En las hipótesis planteadas en la página 61, durante el periodo de planeación inicial (2022-2030), el VAN tiene un valor negativo y una TIR de solo 1 % por lo que el proyecto no generara beneficios durante el periodo 2022 -2030.

En las hipótesis planteadas en la página 61, pero durante el periodo de planeación extendido (2022- 2035), analizando el VAN, encontramos que a partir del periodo 13 en el año 2034, el VAN se hace positivo, ascendiendo a USD 2.308.539,27. En vista de lo anterior, YCRT como productora de energía eléctrica empezara a obtener ganancias recién a partir de su decimotercer ejercicio en el año 2034.

La tasa interna de retorno (TIR) mide el rendimiento del proyecto en porcentaje, es la tasa máxima exigible que hace VAN = 0. En el periodo 2022 - 2034, TIR = $k = 12\%$, por lo que podemos ver que se recupera la inversión inicial y se obtiene el rendimiento mínimo deseado.

Viabilidad ambiental.

Se espera que durante el año 2023 el estudio de impacto ambiental (EIA) se finalice completamente y se pueda obtener la Declaración de impacto ambiental por parte de la autoridad medioambiental de la provincia de Santa Cruz. De lo estudiado en este trabajo se estima que la operación de la CTRT este en equilibrio con el medioambiente de la cuenca carbonífera presentándose impactos mínimos o razonables que el EIA solicitado enunciara como así también sus medidas de mitigación. Si bien al momento de la publicación de este trabajo la EIA para la fase de operación de la CTRT está en plena preparación podemos decir que la CTRT como productora de 240 MWh de energía eléctrica a partir del carbón mineral de la mina de Rio Turbio es un proyecto viable desde el punto de vista medioambiental.

Viabilidad política.

La voluntad política actual es continuar manteniendo este importante complejo industrial dentro de la órbita del Estado Nacional, pero dotándolo de una mayor autonomía que le permita desenvolverse en el mercado eléctrico mayorista (MEM) con la mayor eficiencia posible.

El siguiente paso es que YCRT se encuadrarse en un marco jurídico que le posibilite su reorganización administrativa, contable y financiera con el propósito de operar en un nivel de

dinamismo, eficiencia y economía, comparables con el de las grandes empresas del sector privado. El régimen de la Ley N° 20705 y sus modificatorias de SOCIEDADES DEL ESTADO, resulta ser el instrumento más idóneo para lograr los objetivos propuestos, al mismo tiempo que asegura un absoluto control de gestión, legalidad y auditoría por parte del estado nacional.

Se prevé el tratamiento y aprobación del proyecto de ley para transformar YCRT en sociedad del estado durante las sesiones legislativas del año 2023.

Desde el punto de vista político, la puesta en marcha y operación del complejo carboeléctrico es uno de los objetivos del presente gobierno nacional ya que además de presentar viabilidad económica y medioambiental se constituye en una cuestión fundamental de soberanía nacional, geopolítica y estratégicas en el extremo sur del país.

Palabras finales.

Producir energía con el carbón de Río Turbio será un desafío a un nivel sin precedentes a todos los niveles para la empresa, pero hemos demostrado que el mismo es perfectamente realizable. Hemos demostrado que el proyecto de producir energía eléctrica a partir de carbón es viable y lograrlo es una cuestión estratégica nacional ya que Argentina necesita la energía eléctrica para cumplir su objetivo de convertirse en un país industrializado.

YCRT puede por fin cumplir el sueño de transformarse en la productora de energía eléctrica más austral de la República Argentina de una forma rentable y en perfecta armonía con el medio ambiente.

ANEXO I. Diccionario minero.

A.

Apertura. Unión de gran sección que conecta la galería de pie con la galería de cabeza, (180-220 mts) y donde se instala todo el equipo de sostenimiento, arrastre y arranque.

Arco. Fortificación metálica (simbra) que sostiene una galería, compuesto de 2 patas, una corona y sus elementos de unión o grampas.

Arranque. Modo de realizar las perforaciones en un frente o tope.

Autorescatador. Elemento personal de uso obligatorio para ingresar a mina. Sirve para situaciones de emergencia (incendio, acumulación de gas, inundaciones, etc.) Es una burbuja de oxígeno químico.

C.

Cachorro. Llámase a una serie de disparos que se utiliza para ablandar el carbón o un área de la roca, sin provocar un avance.

Calado. Trabajo realizado en la roca en forma manual con martillo neumático, para el cierre definitivo de una labor.

Campana. Bóveda generada en el techo de una labor (desprendimientos).

Carbón bruto. Carbón mineral que no ha sufrido el proceso de depuración en planta, es el carbón tal cual sale del frente de explotación.

Carbón térmico. Carbón quemado para generar vapor con el fin de mover las turbinas y generar electricidad.

Castillo. Estructura construida con madera superpuesta, preferentemente de eucalipto. Sus tirantes son de 1,20 mts. de longitud, 0,15 mts. de ancho y 0,15 mts. de espesor. Antiguamente, el castillo se empleaba para sostener el techo de los frentes. Se conocen dos tipos, los **Fijos** (que se arman y quedan definitivamente en el lugar) y los **Móviles** (aquellos que se pueden desarmar y trasladar a otro sitio). Son utilizados como sostenimiento en grandes desprendimientos del techo.

Ceniza. Residuo inorgánico que queda después de la ignición del carbón.

Central metanométrica. Equipo de medición automática que realiza el control de gases, caudales de aire, temperatura, humo y, específicamente, gas metano.

Corona. Parte superior de un arco que sostiene la bóveda de la galería.

CH.

Chiflón. Labor de sección mayor construida en un plano inclinado. Se utiliza para conducir caudales de aire limpio y evacuar la producción.

Chimenea. Labor o construcción en la roca en forma vertical, de 2,5 mts. de diámetro. Se emplea para conducir caudales de aire y, ocasionalmente, personal por medio de una escalera metálica.

Churro. Elemento de arcilla construido en forma manual o mecánica, similar al cartucho de explosivo que se usa para taquear la carga del barreno.

Chute. Construcción de forma tubular en la roca, de 1,5 mts. de diámetro y forma inclinada. Sirve para conectar dos labores y deslizar mineral desde la parte alta.

D.

Desquinche. Trabajo realizado en forma manual mediante el empleo del martillo neumático, y que sirve para ampliar una sección o lugar.

Desgasificación. Tarea que se realiza después de un prolongado ritmo de avance de un frente de producción. Por lo general, se hace cuando no se realizan tareas en la mina. Se deja fluir el gas metano en forma natural, desde el derrumbe.

Día del Minero (4 de diciembre): Festividad del minero y su patrona Santa Bárbara. Por tradición, es el único día del año en que se permite el ingreso de mujeres al interior de las minas.

Difusor. Elemento metálico en forma de embudo accionado con aire comprimido, que se emplea para diluir concentraciones de metano.

E.

Embancamiento. Sobrecarga producida en el transportador del frente, repartidor o banda transportadora que hace que el mineral se trabe y no circule.

Entibar. Sostener, reforzar, desplazar los marchantes en un frente largo. Normalmente se usa para describir la acción de recubrir de madera entre la roca y los arcos metálicos a fin de evitar caídas de rocas en una galería o labor en desarrollo.

Eclipsa. Placas metálicas que sirven como elementos de unión entre los cuerpos de un arco metálico, las mismas se abulonon y conforman el arco metálicos de sostenimiento.

F.

Frente Largo. Se llama así a la labor desde donde se realiza la extracción del carbón mineral y donde se encuentra instalado todo el equipamiento de sostenimiento hidráulico (Marchantes), arrastre (Panzer) y arranque (Rozadora).

G.

Galería de cabeza. Denomínase a la galería por donde se evacuan los vapores y gases (aire viciado). Se utiliza para ingresar los materiales al frente de transporte a través de vías.

Galería de pie. Denomínase a la galería de un frente largo por donde ingresa la corriente de aire limpio. Allí se instala todo el sistema de evacuación y se encuentran todos los equipos eléctricos e hidráulicos.

Gas Grisú. Mezcla de gas metano y oxígeno del aire. Esta mezcla con una concentración entre el 9 y 11 % de CH₄, se torna explosiva.

L.

Labor. Se denomina Labor a un determinado sector de trabajo a desarrollarse en interior de mina.

M

Mampostas. Puntales metálicos que sirven para sostener cierta parte de una Labor.

Manto. Depósito de carbón de gran espesor que se extiende de manera uniforme en una región. La cuenca alberga cinco mantos de carbón en Río Turbio y se extiende en forma de una larga franja desde Cancha Carrera en el norte hasta el límite con Chile en el sur. Tiene una longitud aproximada de 47 km.. Su ancho es variable, oscilando entre 2 y 7 km, con tendencia a aumentar en el sector austral.

Marchantes. Equipamiento de sostén hidráulico que se instala en los frentes largos para que los operarios trabajen debajo de el.

N.

Nave. Denominase así a la mitad de un rollizo (tronco de árbol) de gran diámetro, que sirve para realizar rellenos en zonas de grandes desprendimientos.

Nicho. Espacio provocado por el avance manual en el extremo de un frente de explotación o en otra labor para instalar un equipo.

P.

Panzer. Transportador metálico instalado a lo largo de un frente de explotación.

Paralelo del chiflón. Similar al chiflón, construido en un plano inclinado. Se utiliza para evacuar caudales de aire viciado y realizar transporte.

Patás. Parte inferior de un arco que unida a la corona completa la fortificación de una galería.

Pega. Llámase a la acción de realizar una voladura (vamos a la pega: "Ir a trabajar").

Perrito. Teléfono portátil que emite un sonido similar al ladrido de un perrito. Es muy audible en zonas de mucho ruido (su sonido es producido por un magneto).

Pescadito: Tira delgada de goma, construida de banda transportadora con un ojal en un extremo y muy delgada en el otro extremo. Se utiliza para hacer ataduras rápidas, colgar caños, cables, etc. Actualmente su uso no esta permitido por norma interna de seguridad.

Pilar. Llámase al bloque de carbón que se deja de protección entre frente y frente, de 30 metros de ancho por 1,80 metros de espesor y 1100 metros. de largo. Absorbe las presiones de la explotación contigua.

Pitufo. Denomínase así por su tamaño pequeño, a un cilindro accionado hidráulicamente y que se utiliza para el arrancado de manpostas o arrastre de material.

Planchuela. Tablón de madera de 2,40 mtrs. de largo, 0,18 mtrs. de ancho y 0,035 mtrs. de espesor. Hecho de madera de eucalipto por la resistencia de sus fibra a la flexión se usa para entibar detrás de los arcos metálicos o para construir compuertas derivadoras de aire (Tabiques).

Pocero. Peón minero encargado de evacuar el material fino que arrastra el Panzer a través de un pozo construido con el propósito de captar el material de arrastre.

Polipasto. Elevador de cadena de gran tonelaje.

Polvo de Roca. Polvo inerte de color blanco que se utiliza para espolvorear las galerías y evitar así una inflamación del polvillo de carbón.

Potencia. Espesor del manto.

R.

Repartidor. Transportador metálico instalado en la galería de pie de un frente que distribuye su carga a la cinta o banda transportadora. Tiene mayor velocidad que un Panzer.

Rozadora. Máquina de arranque, operada en forma manual o a distancia. Se desplaza a lo largo del frente de trabajo y es accionada electrohidráulicamente. Posee dos tambores de corte, provistos de picas, las que trozan el manto de carbón a su paso.

S.

Santa Bárbara. Protectora de los Mineros

Scrapers. Máquina de arrastre compuesta por dos guinches y una pala de gran peso.

Socavón. Galería primitiva construida en la roca, sin sostenimiento.

T.

Tabique. Compuerta derivadora de aire construida con planchuelas y hermetizada con cinta transportadora.

Tabique de cierre. Labor de cierre o taponamiento que se construye de manera definitiva usando hormigón armado cuando se finaliza la explotación de un frente de producción.

Tentén. Colocar uno o más postes de madera en posición vertical. «Atentear» el techo.

Tococha. Tarugo de madera colocado en la parte superior y media de la galería – punto fijo donde se cuelga la plomada y se da nivel a la estación total de los topógrafos.

Tonel. Perro legendario de Río Turbio. Mascota fiel que acompañaba a los mineros al interior de mina. Murió en 1994.

Tunelera. Máquina que construye galerías.

V.

Viejo. Llámase a todos los mineros sin excepción, un costumbrismo de la industria minera y petrolera.

Bibliografía.

Sapag Chain, N. (2011). *Proyectos de inversión. Formulación y evaluación*. 2da edición. Chile: Pearson Educación.

Maser, R. (2014). *Manual de planificación minera*. Estudio técnico no publicado. Equipo de reingeniería. Facultad de Ciencias Exactas. Universidad Nacional de Buenos Aires.

Preis, G. Juárez, M. (1972). *Estudio de desarrollo YCF 3M*. Estudio técnico no publicado. Centro de Investigaciones Técnicas - Matemáticas Aplicadas a la Dirección de Empresas. CITMADE.

Badajoz, J. Sanchez, J. (1986). *Proyecto de exploración de los yacimientos de carbón de la cuenca austral argentina. YCF – BIRF*. Informe técnico no publicado. Empresa Nacional Adaro de Investigaciones Mineras Sociedad Anónima. ENADIMSA.

Bernal, C.A. (2012) *Metodología de la investigación*. 3era ed. México. Pearson educación.

Diario Clarín. Economía. 30 de diciembre de 2021. *Un yacimiento trunco*. Recuperado de: https://www.clarin.com/economia/yacimientos-rio-turbio-empleados-ventas-14-millones-cuesta-7-000-millones_0_TX3WKlwZV.html.

Diario Clarín. Economía. 2 de Abril de 2022. *Argentina se encarece en moneda dura: la inflación en dólares llegó al 27% en los últimos 12 meses*. Recuperado de: https://www.clarin.com/economia/argentina-encarece-moneda-dura-inflacion-dolares-llego-27-ultimos-12-meses_0_iIMwHdnuik.html

Lic. Serpa, Leopoldo (2019). *Caracterización y Modelamiento 3D de una pileta de lodos para su posible explotación con fines térmicos*. Trabajo final integrador. Especialización en geología minera. Facultad de Ciencias exactas. Universidad Nacional de Buenos Aires.

Serman y asociados. S.A. (2009). *Estudio de impacto ambiental central termoeléctrica a carbón. Río turbio. Santa cruz*. Estudio técnico requerido por la Ley Provincial N° 2.658 de Evaluación de Impacto Ambiental y su Decreto Reglamentario 007/06

Ministerio de energía y minería. Presidencia de la nación. (2022). *Precio mayorista de la energía eléctrica. Marco Legal. Criterios Procedimientos e Implementación*. Informe técnico.

Sindicatura General de la Nación. SIGEN. (2019). *Situación del Contrato Para la Construcción de la Central Térmica Río Turbio*. Informe de Auditoría Interna N° 12/2019.

ANEXO II. Plan de Acción y Presupuesto 2021. Yacimientos Carbonífero Rio Turbio.

PLAN DE ACCIÓN
OBJETIVOS

<p>Descripción del entorno operacional y situación actual:</p> <p>Luego de transcurrir el período anual del año 2020, afectado por los inconvenientes sanitarios derivados del COVID -19, que impidió el normal funcionamiento de la actividad en nuestras operaciones, uno de los propósitos más importantes del Yacimiento Carbonífero Rio Turbio, será focalizarse en llevar adelante un proceso de puesta en valor de sus activos y la recuperación de la productividad tanto en la extracción de carbón como en el transporte de materiales dentro y fuera de la mina.</p> <p>Asimismo, se priorizará en la renovación de la planta depuradora de carbón fortaleciendo su participación en la provisión de insumos para su utilización en diferentes destinos.</p> <p>Estos objetivos formarán parte de la cadena de valor que se integrará al objetivo principal que resulta la finalización del Módulo I de la Central Termoeléctrica Rio Turbio "14 Mineros" de 240MW para la provisión de energía al país.</p>
<p>Rentabilidad y resultados:</p> <p>Habiendo mencionado los objetivos más importantes del plan de acción, junto con una eficiente revisión de procesos en materia de costos, se buscará alcanzar niveles sostenidos de producción de energía mediante la puesta en funcionamiento del Módulo I de la Central Termoeléctrica Rio Turbio "14 Mineros" de 240MW.</p>
<p>Producción:</p> <p>Se buscará alcanzar una meta de extracción de carbón bruto de cien mil toneladas (100.000 Tn) mensuales para conseguir los niveles de una producción anual de un millón doscientos mil toneladas (1.200.000 Tn) para alimentar el Modulo I Central Térmica Rio Turbio "14 Mineros" de 240MW.</p>
<p>Estrategia comercial y posicionamiento en el mercado:</p> <p>Como parte de la cadena de valor, el producto final será la producción y comercialización de la energía, para abastecer a las necesidades de consumo y simultáneamente el complejo carboeléctrico subirá dicha energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y junto con la distribución de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), permitirá el abastecimiento de la red.</p>
<p>Inversión:</p> <p>El plan de inversiones para llevar adelante los objetivos identificados en el Plan de Acción del Presupuesto 2021, comprenden mejoras de infraestructura y renovación de maquinarias y equipos de producción.</p>
<p>Endeudamiento:</p> <p>Se continuará con la revisión de pasivos comerciales y sociales existentes a la fecha procurando encontrar oportunidades para la reducción de las mismas a través de negociaciones con proveedores que se puedan contemplar planes de pago, adhesión a moratorias vigentes y otras propuestas que resulten beneficiosas para el Yacimiento.</p>
<p>Recursos Humanos:</p> <p>Se continuará con el diseño y armado de planes de profesionalización en áreas de oportunidad, como también de capacitación para los agentes que se desempeñan en las diferentes áreas, con los objetivos de mantener niveles de reemplazo naturales en los equipos de trabajo.</p>



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2021 - Año de Homenaje al Premio Nobel de Medicina Dr. César Milstein

Hoja Adicional de Firmas
Anexo

Número:

Referencia: EX-2021-39455197- -APN-YCRT#MEC -Anexo I- Plan de Acción y Presupuesto 2021 Yacimientos Carbonífero Rio Turbio

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 1 pagina/s.

Digitally signed by Gestion Documental Electronica
Date: 2021.06.30 00:24:41 -03:00

Digitally signed by Gestion Documental
Electronica
Date: 2021.06.30 00:24:42 -03:00

CUENTA AHORRO-INVERSIÓN-FINANCIAMIENTO
(En Pesos)

CÓDIGO	CUENTA CORRIENTE	PRESUPUESTO 2021
1.1.	Ingresos Corrientes	7.064.742.000
1.1.5	Ingresos de Operación	14.742.000
1.1.5.1	- Ventas Brutas	14.742.000
1.1.5.3	- Otros Ingresos de Operación	
1.1.6	Rentas de la Propiedad	0
1.1.6.1.1	- Intereses en Moneda Nacional	
1.1.6.1.2	- Intereses en Moneda Extranjera	
1.1.6.2	- Utilidades	
1.1.6.3	- Arrendamiento de Tierras y Terrenos	
1.1.6.4	- Derechos sobre Bienes Intangibles	
1.1.7	Transferencias Corrientes	7.050.000.000
1.1.7.1	- Del Sector Privado	
1.1.7.2	- Del Sector Público	7.050.000.000
1.1.7.2.1	- De la Administración Nacional	7.050.000.000
1.1.7.3	- Del Sector Externo	
1.1.9	Otros Ingresos	
A	TOTAL INGRESOS CORRIENTES	7.064.742.000
2.1.	Gastos Corrientes	6.821.000.000
2.1.1	Gastos de Operación	6.821.000.000
2.1.1.1	Remuneraciones	4.851.000.000
2.1.1.2	Bienes y Servicios	1.794.000.000
2.1.1.2.1	- Bienes de Consumo	992.400.000
2.1.1.2.2	- Servicios no Personales	801.600.000
2.1.1.3	Impuestos Indirectos	
2.1.1.4	Depreciación y Amortización	176.000.000
2.1.1.5	Previsiones	0
2.1.1.5.1	- Cuentas Incobrables	
2.1.1.5.2	- Autoseguro	
2.1.1.6	Variación de Existencias	
2.1.1.7	Descuentos y Bonificaciones	
2.1.3	Rentas de la Propiedad	0
2.1.3.1	- Intereses	0
2.1.3.1.1.2	- Intereses por Préstamos en Moneda Nacional	
2.1.3.1.2.2	- Intereses por Préstamos en Moneda Extranjera	
2.1.3.2	- Arrendamiento de Tierras y Terrenos	
2.1.3.3	- Rentas sobre Bienes Intangibles	
2.1.5	Impuestos Directos	
2.1.6	Otras Pérdidas	
2.1.7	Transferencias Corrientes	0
2.1.7.1	- Al Sector Privado	
2.1.7.2	- Al Sector Público	
2.1.7.3	- Al Sector Externo	
B	TOTAL GASTOS CORRIENTES	6.821.000.000
C = A - B	RESULTADO ECONÓMICO: AHORRO/(DESAHORRO)	243.742.000

Forma: E.P.VIII.3

CUENTA AHORRO-INVERSIÓN-FINANCIAMIENTO
(En Pesos)

CÓDIGO	CUENTA CAPITAL	PRESUPUESTO 2021
1.2	Recursos de Capital	2.472.000.000
1.2.1	Recursos Propios de Capital	176.000.000
1.2.1.1	Venta de Activos	
1.2.1.2	Disminución de Existencias	
1.2.1.3	Incremento de la Depreciación y Amortización Acumulada	176.000.000
1.2.1.4	Incremento de Provisiones	
1.2.2	Transferencias de Capital	2.296.000.000
1.2.2.1	- Del Sector Privado	
1.2.2.2	- Del Sector Público	2.296.000.000
1.2.2.2.1	- De la Administración Nacional	2.296.000.000
1.2.2.3	- Del Sector Externo	
D	TOTAL RECURSOS DE CAPITAL	2.472.000.000
2.2	Gastos de Capital	2.296.000.000
2.2.1	Inversión Real Directa	2.296.000.000
2.2.1.1	Formación Bruta de Capital Fijo	2.296.000.000
2.2.1.1.1	Edificios e Instalaciones	
2.2.1.1.2	Construcciones del Dominio Privado	
2.2.1.1.3	Construcciones del Dominio Público	2.296.000.000
2.2.1.1.4	Maquinaria y Equipo	
2.2.1.1.6	Producción Propia	
2.2.1.2	Incremento de Existencias	
2.2.1.3	Tierras y Terrenos	
2.2.1.4	Activos Intangibles	
2.2.2	Transferencias de Capital	0
2.2.2.1	- Al Sector Privado	
2.2.2.2	- Al Sector Público	
2.2.2.3	- Al Sector Externo	
E	TOTAL GASTOS DE CAPITAL	2.296.000.000
F = C+D-E	RESULTADO FINANCIERO: SUPERÁVIT/(DÉFICIT)	419.742.000

Forma: E.P.VIII.3 (Continuación)

CUENTA AHORRO-INVERSIÓN-FINANCIAMIENTO
(En Pesos)

CÓDIGO	CUENTA DE FINANCIAMIENTO	PRESUPUESTO 2021
1.3	Fuentes Financieras	791.000.000
	Disminución de Activos Financieros	371.258.000
1.3.1	Disminución de la Inversión Financiera	371.258.000
1.3.1.1	Venta de Acciones y Participaciones de Capital	
1.3.1.2	Recuperación de Préstamos de Corto Plazo	
1.3.1.3	Venta de Títulos y Valores	
1.3.1.4	Disminución de Otros Activos Financieros	371.258.000
1.3.1.4.1	- Disminución de Disponibilidades	371.258.000
1.3.1.4.2	- Disminución de Cuentas a Cobrar	
1.3.1.4.3	- Disminución de Documentos a Cobrar	
1.3.1.4.4	- Disminución de Activos Diferidos y Adelantos a Proveedores y Contratistas	
1.3.1.6	Recuperación de Préstamos de Largo Plazo	
	Incremento de Pasivos	0
1.3.2	Endeudamiento Público e Incremento Otros Pasivos	0
1.3.2.3.1	- Obtención de Préstamos a Corto Plazo Interno	
1.3.2.3.3	- Obtención de Préstamos a Corto Plazo Externo	
1.3.2.5	- Incremento de Otros Pasivos	0
1.3.2.5.1	- Incremento de Cuentas a Pagar	
1.3.2.5.2	- Incremento de Documentos a Pagar	
1.3.2.5.5	- Incremento de Pasivos Diferidos	
1.3.2.5.6	- Incremento de Prev.,Provisiones y Reservas Técn.	
1.3.2.8.1	- Obtención de Préstamos a Largo Plazo Interno	
1.3.2.8.3	- Obtención de Préstamos a Largo Plazo Externo	
1.3.3	Incremento del Patrimonio	-
1.3.3.1	- Incremento del Capital	
1.3.3.2	- Incremento de Reservas	
1.3.3.3	- Incremento de Resultados Acumulados	
	Superávit Financiero	419.742.000
	TOTAL FUENTES FINANCIERAS	791.000.000
2.3	Aplicaciones Financieras	791.000.000
	Incremento de Activos Financieros	0
2.3.1	Inversión Financiera	0
2.3.1.1	- Aportes de Capital	
2.3.1.2	- Concesión de Préstamos de Corto Plazo	
2.3.1.3	- Adquisición de Títulos y Valores	
2.3.1.4	- Incremento de Otros Activos Financieros	0
2.3.1.4.1	- Incremento de Disponibilidades	
2.3.1.4.2	- Incremento de Cuentas a Cobrar	
2.3.1.4.3	- Incremento de Documentos a Cobrar	
2.3.1.4.4	- Incremento de Activos Diferidos y Adelantos a Proveedores y Contratistas	
2.3.1.6	- Concesión de Préstamos de Largo Plazo	
	Disminución de Pasivos	791.000.000
2.3.2	Amortización de la deuda y disminución Otros Pasivos	791.000.000
2.3.2.3.1	Amortización de Préstamos a Corto Plazo Interno	
2.3.2.3.3	Amortización de Préstamos a Corto Plazo Externo	
2.3.2.5	Disminución de Otros Pasivos	791.000.000
2.3.2.5.1	- Disminución de Cuentas a Pagar	791.000.000
2.3.2.5.2	- Disminución de Documentos a Pagar	
2.3.2.5.5	- Disminución de Pasivos Diferidos	
2.3.2.8.1	Amortización de Préstamos a Largo Plazo Interno	
2.3.2.8.3	Amortización de Préstamos a Largo Plazo Externo	
2.3.2.9.1	Conversión deuda interna largo plazo en corto plazo	
2.3.2.9.2	Conversión deuda externa largo plazo en corto plazo	
2.3.3	Disminución del Patrimonio	0
2.3.3.1	- Disminución del Capital	
2.3.3.2	- Disminución de Reservas	
2.3.3.3	- Disminución de Resultados Acumulados	
	Déficit Financiero	
	TOTAL APLICACIONES FINANCIERAS	791.000.000

Forma: E.P.VIII.3 (Continuación)

PRESUPUESTO DE CAJA
- En Pesos -

DENOMINACIÓN	MESES			TRIMESTRES				TOTAL AÑO 2021
	ENERO	FEBRERO	MARZO	PRIMERO	SEGUNDO	TERCERO	CUARTO	
SALDO INICIAL DE DISPONIBILIDADES	1.391.800.000	1.445.374.654	1.498.949.308	1.391.800.000	1.552.523.962	86.663.593	351.054.221	1.391.800.000
INGRESOS	588.728.500	588.728.500	588.728.500	1.766.185.500	1.997.185.500	2.798.685.500	2.798.685.500	9.360.742.000
- INGRESOS DE OPERACIÓN (NETOS)	1.228.500	1.228.500	1.228.500	3.685.500	3.685.500	3.685.500	3.685.500	14.742.000
- IMPUESTOS RETENIDOS								0
- APORTES Y TRANSFERENCIAS DEL SECTOR PÚBLICO	587.500.000	587.500.000	587.500.000	1.762.500.000	1.993.500.000	2.795.000.000	2.795.000.000	9.346.000.000
- APORTES Y TRANSFERENCIAS DEL SECTOR PRIVADO								0
- VENTA DE BIENES DE USO Y ACTIVOS INTANGIBLES								0
- VENTA DE ACTIVOS FINANCIEROS								0
- OBTENCIÓN DE PRÉSTAMOS A CORTO PLAZO								0
- OBTENCIÓN DE PRÉSTAMOS A MEDIANO Y LARGO PLAZO								0
- INGRESOS DIFERIDOS								0
- OTROS INGRESOS								0
SALDO INICIAL + INGRESOS	1.980.528.500	2.034.103.154	2.087.677.808	3.157.985.500	3.549.709.462	2.885.349.093	3.149.739.721	10.752.542.000
EGRESOS	535.153.846	535.153.846	535.153.846	1.605.461.538	2.720.871.795	2.534.294.872	2.720.871.795	9.732.000.000
- EGRESOS DE OPERACIÓN	535.153.846	535.153.846	535.153.846	1.605.461.538	1.936.038.462	1.749.461.539	1.936.038.462	7.371.000.001
1 - PERSONAL	373.153.846	373.153.846	373.153.846	1.119.461.538	1.306.038.462	1.119.461.539	1.306.038.462	4.851.000.001
2 - BIENES Y SERVICIOS	162.000.000	162.000.000	162.000.000	486.000.000	486.000.000	486.000.000	486.000.000	1.944.000.000
3 - OTROS GASTOS DE OPERACIÓN	33.000.000	33.000.000	33.000.000	99.000.000	99.000.000	99.000.000	99.000.000	396.000.000
4 - DEPÓSITO DE IMPUESTOS RETENIDOS	15.000.000	15.000.000	15.000.000	45.000.000	45.000.000	45.000.000	45.000.000	180.000.000
- INTERESES Y OTROS GASTOS FINANCIEROS				0				0
- INVERSIÓN EN BIENES DE USO Y ACTIVOS INTANGIBLES	0	0	0	0	765.333.333	765.333.333	765.333.333	2.295.999.999
- INVERSIÓN FINANCIERA				0				0
- AMORTIZACIÓN DE PRÉSTAMOS A CORTO PLAZO	0	0		0				0
- AMORTIZACIÓN DE PRÉSTAMOS A MEDIANO Y LARGO PLAZO (PORCIÓN CIRCULANTE)								0
- OTROS EGRESOS	0	0	6.500.000	6.500.000	19.500.000	19.500.000	19.500.000	65.000.000
SALDO FINAL DE DISPONIBILIDADES	1.445.374.654	1.498.949.308	1.552.523.962	1.552.523.962	86.663.593	351.054.221	428.867.926	1.020.542.000

Forma: E.P.VII.9

DOTACION DE PERSONAL

CONCEPTO	ESTIMADA CIERRE 2020	2021						
		ENERO	FEBRERO	MARZO	AL I TRIMESTRE	AL II TRIMESTRE	AL III TRIMESTRE	AL IV TRIMESTRE
PLANTA PERMANENTE	2.066	2.066	2.066	2.066	2.066	2.066	2.066	2.066
DIRECTIVOS	11	11	11	11	11	11	11	11
CARGOS TÉCNICOS Y PROFESIONALES	354	354	354	354	354	354	354	354
ADMINISTRATIVOS	86	86	86	86	86	86	86	86
OBRERO Y MAESTRANZA	1.615	1615	1615	1615	1615	1.615	1.615	1.615
PLANTA TEMPORARIA	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECTIVOS								
CARGOS TÉCNICOS Y PROFESIONALES								
ADMINISTRATIVOS								
OBRERO Y MAESTRANZA								
TOTAL PLANTA DE PERSONAL	2.066	2.066	2.066	2.066	2.066	2.066	2.066	2.066

Forma: E.P.R.1

INVERSIÓN REAL BRUTA Y FINANCIAMIENTO ASOCIADO
- En Pesos -

CÓDIGO	CONCEPTO	TOTAL GENERAL DE LA INVERSIÓN REAL	A FINANCIAR CON RECURSOS PROPIOS	FINANCIAMIENTO ASOCIADO						A FINANCIAR CON OTRAS FUENTES	
				ADELANTOS A PROVEEDORES Y CONTRATISTAS DE EJERCICIOS ANTERIORES	USO DEL CRÉDITO						
					PROVEEDORES Y CONTRATISTAS			INSTITUCIONES FINANCIERAS			
					INTERNO	EXTERNO	TOTAL	INTERNO	EXTERNO		TOTAL
	FORMACIÓN BRUTA DE CAPITAL FIJO					0			0		
411	Tierras y Terrenos					0			0		
412	Edificios e Instalaciones					0			0		
42	Construcciones	2.296.000.000	0	0	0	0	0	0	0	2.296.000.000	
	Proyectos en Ejecución					0			0		
	Proyectos a Iniciar	2.296.000.000				0			0	2.296.000.000	
43	Maquinaria y Equipo			0		0			0		
	Otras Inversiones					0			0		
	Gastos Capitalizables	0	0	-	0	0	0	0	0	0	
	Mano de Obra					0			0		
	Bienes y Servicios					0			0		
	Otros					0			0		
	Activos Intangibles					0			0		
	TOTAL DE LA INVERSIÓN REAL	2.296.000.000	0	0	0	0	0	0	0	2.296.000.000	

Forma: E.P.V.2

REMUNERACIONES
- En Pesos -

CONCEPTO	EJERCICIO PROYECTADO 2021							TOTAL
	ENERO	FEBRERO	MARZO	PRIMER TRIMESTRE	SEGUNDO TRIMESTRE	TERCER TRIMESTRE	CUATRO TRIMESTRE	ANUAL
I. PLANTA PERMANENTE	317.464.091	317.464.091	317.464.091	952.392.273	989.301.510	952.392.273	1.956.913.945	4.851.000.000
1) Salarios Básicos	27.304.159	27.304.159	27.304.159	81.912.476	81.912.476	81.912.476	81.912.476	327.649.905
2) Adicionales de convenio	147.107.310	147.107.310	147.107.310	441.321.930	441.321.930	441.321.930	441.321.930	1.765.287.719
3) Adicionales fuera de convenio	0	0	0	0	0	0	0	0
4) Horas Extras	6.584.174	6.584.174	6.584.174	19.752.522	19.752.522	19.752.522	19.752.522	79.010.087
5) Asignaciones familiares	4.100.000	4.100.000	4.100.000	12.300.000	14.350.000	12.300.000	14.350.000	53.300.000
6) Obra Social	10.046.099	10.046.099	10.046.099	30.138.296	35.161.345	30.138.296	35.161.345	130.599.282
7) Bonificación extraordinaria	0	0	0	0	0	0	880.000.000	880.000.000
8) Contribuciones Patronales	57.811.988	57.811.988	57.811.988	173.435.964	202.341.958	173.435.964	202.341.958	751.555.843
9) Sueldo Anual Complementario	14.450.000	14.450.000	14.450.000	43.350.000	43.350.000	43.350.000	43.350.000	173.400.000
10) Otras Remuneraciones	48.199.973	48.199.973	48.199.973	144.599.919	144.599.919	144.599.919	232.212.354	666.012.111
11) Otros Gastos en Personal	1.860.389	1.860.389	1.860.389	5.581.166	6.511.360	5.581.166	6.511.360	24.185.052
12) Remuneración en Moneda Extranjera	0	0	0	0	0	0	0	0
II. PLANTA TEMPORARIA	0	0	0	0	0	0	0	0
1) Salarios Básicos				0				0
2) Adicionales de convenio				0				0
3) Adicionales fuera de convenio				0				0
4) Horas Extras				0				0
5) Asignaciones familiares				0				0
6) Obra Social				0				0
7) Bonificación extraordinaria				0				0
8) Contribuciones Patronales				0				0
9) Sueldo Anual Complementario				0				0
10) Otras Remuneraciones				0				0
11) Otros Gastos en Personal				0				0
12) Remuneración en Moneda Extranjera				0				0
T O T A L E S	317.464.091	317.464.091	317.464.091	952.392.273	989.301.510	952.392.273	1.956.913.945	4.851.000.000

Forma: E.P.IV.2

EJECUCIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN QUE INCIDEN EN EJERCICIOS FUTUROS

DENOMINACIÓN DE LOS PROYECTOS, OBRAS Y ADQUISICIONES	IMPORTE A DEVENGAR (En Pesos)				TOTAL	AVANCES FÍSICOS Porcentaje) (En				
	2021	2022	2023	RESTO		AL 31/12/20	2021	2022	2023	RESTO
Adquisición de Maquinaria y Equipos en Rio Turbio		100.000.000	150.000.000	250.500.000	500.500.000	0,0%	0,0%	20,0%	30,0%	50,0%
Modernización de la planta depuradora en Rio Turbio		50.000.000	75.000.000	125.000.000	250.000.000	0,0%	0,0%	20,0%	30,0%	50,0%
Sistema de Cintas transportadoras - SISTEMA DE TRANSPORTE DE PERSONAS Y MATERIALES		50.000.000	50.000.000	50.000.000	150.000.000	0,0%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Culminación Obra Caldera 4 Usina Rio Turbio		38.350.000	38.350.000	76.700.000	153.400.000	0,0%	0,0%	25,0%	25,0%	50,0%
Puesta en Funcionamiento - Central Termo Electrica "14 Mineros" de 240 MW Modulo 1 Rio Turbio	2.296.000.000				2.296.000.000	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%
					0					
T O T A L E S	2.296.000.000	238.350.000	313.350.000	502.200.000	3.349.900.000	0,0%	68,5%	7,1%	9,4%	15,0%



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2021 - Año de Homenaje al Premio Nobel de Medicina Dr. César Milstein

Hoja Adicional de Firmas
Anexo

Número:

Referencia: EX-2021-39455197- -APN-YCRT#MEC -ANEXO II- Plan de Acción y Presupuesto 2021 Yacimientos Carbonífero Rio Turbio

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 8 pagina/s.

Digitally signed by Gestion Documental Electronica
Date: 2021.06.30 00:24:55 -03:00

Digitally signed by Gestion Documental
Electronica
Date: 2021.06.30 00:24:55 -03:00