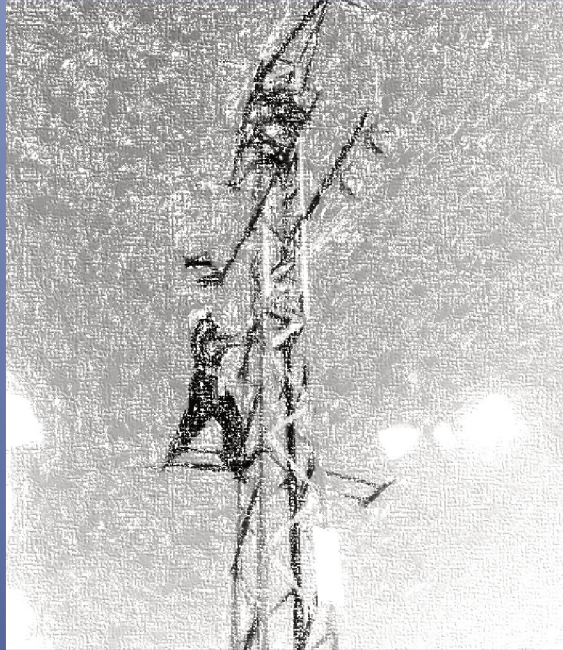


FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL LITORAL

CARRERA DE ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN DE LA ENERGÍA



“ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DEL CAMBIO EN EL
SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD DE BAJA A MEDIA
TENSIÓN EN UNA EMPRESA METALÚRGICA”

Autor: Pablo Baron

ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE LA ENERGÍA

Directora: Marcela Bonazzola

Co-Director: Roberto Zinícola

Santa Fe – Marzo 2022

RESUMEN

CINTER S.R.L. es una constructora santafesina con una sólida trayectoria en el mercado de Obras Industriales. Las actividades desarrolladas por la empresa abarcan el diseño, la fabricación y el montaje de sistemas constructivos metálicos aplicados a proyectos de Ingeniería y Arquitectura en todo el país y la región.

En su planta localizada en el Parque Industrial de Sauce Viejo, en Santa Fe, lleva adelante una serie de procesos cuya materia prima principal es el acero, para transformarlo en las piezas constitutivas de las estructuras metálicas de sus obras.

Estos procesos demandan electricidad en baja tensión para su funcionamiento, la cual es provista directamente por la distribuidora local, la Empresa Provincial de la Energía (EPE). Los valores requeridos de Energía y Potencia en determinados períodos plantean la necesidad de analizar el cambio hacia un consumo en media tensión, a los fines de lograr una reducción en el costo operativo asociado.

Se analizarán las inversiones de capital necesarias y las implicancias de esta modificación en la infraestructura dentro de la planta, de manera de arribar a un resultado concluyente sobre la conveniencia o no de llevar adelante este cambio en la tensión de suministro de la energía eléctrica.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1.	INTRODUCCIÓN	4
2.	LA EMPRESA	5
3.	SITUACIÓN ELÉCTRICA ACTUAL	8
4.	ANÁLISIS TÉCNICO DE LA PROPUESTA	14
4.1	PRESENTACIÓN	14
4.2	OBRAS CIVILES Y METÁLICAS	15
4.3	DISCIPLINA ELÉCTRICA	16
4.4	INSTALACIÓN Y MONTAJE	20
5.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	21
5.1	INTRODUCCIÓN	21
5.2	INVERSIÓN INICIAL	21
5.3	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	22
5.4	BENEFICIOS	23
5.5	TASA DE DESCUENTO	24
5.6	FLUJO DE CAJA	25
5.7	CRITERIOS DE EVALUACIÓN	27
5.8	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	27
5.9	FINANCIAMIENTO	29
6.	CONCLUSIONES	30
7.	ANEXO	31
8.	BIBLIOGRAFÍA	33

1. INTRODUCCIÓN

El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) es la red eléctrica de alta tensión que interconecta las distintas regiones del país (a excepción de Tierra del Fuego). Recolecta y transporta toda la energía eléctrica generada, y permite al Estado tener un mayor control sobre el sistema eléctrico nacional y optimizar su funcionamiento.

Este sistema se encuentra administrado y regulado por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

El SADI involucra todas las etapas de generación y distribución energética: la generación, el transporte y la distribución hacia los consumidores o clientes finales. La primera etapa es la encargada de la generación de la energía eléctrica a partir de cualquier tipo de fuente. La segunda es aquella que se encarga del transporte de alta tensión de la energía desde las plantas generadoras hasta las subestaciones de distribución. La tercera etapa es la distribución de energía desde las subestaciones hasta la demanda residencial o las industrias; esta etapa se hace con líneas de media tensión, cuya reducción se lleva a cabo en las subestaciones mediante transformadores de tensión.

En cuanto a los usuarios finales de la electricidad, en general las grandes demandas industriales consumen en media tensión, y los usuarios comerciales y residenciales consumen en baja tensión.

CINTER es una empresa que hoy consume energía eléctrica en baja tensión. Pero en ciertos períodos, los niveles de demanda se incrementan considerablemente, y aunque el pasaje de baja a media tensión implicaría una serie de inversiones y modificaciones en toda la Instalación de la planta, la Dirección ha requerido el análisis de esta alternativa.

El objetivo de este trabajo es establecer una conclusión al respecto, para determinar la conveniencia de realizar el cambio en el suministro de la electricidad y reducir así el costo total de la energía para la empresa.

2. LA EMPRESA

CINTER S.R.L. fue fundada en 1973, orientada desde sus orígenes al mercado de Obras Industrializadas y proyectos de Ingeniería & Construcción. Posee actualmente una Planta de procesamiento de acero ubicada en el Parque Industrial de Sauce Viejo, en Santa fe, que se destaca por ser la de mayor capacidad en su tipo en Argentina. Está emplazada en un terreno de 71.000 m², de los cuales 43.000 m² corresponden a áreas de fabricación.

La nómina de empleados directos alcanza las 350 personas, a los cuales se agregan más de 500 empleos indirectos entre el personal de Obra y los talleres externos. Los ingresos de la empresa oscilan los 50 millones de dólares anuales, con una capacidad de producción de la fábrica de 2.000 toneladas de estructuras metálicas por mes.

El conjunto de actividades desarrolladas comprende desde el diseño, el cálculo y la ingeniería hasta la entrega final del producto en manos del cliente. Se han llevado a cabo más de 1500 obras para una gran diversidad de sectores de la actividad económica en el país y la región: Naves Industriales; Grandes Estructuras para Minería, Petróleo, Gas y Petroquímica; Centrales Eléctricas; Proyectos Agroindustriales; Centros Logísticos; Edificios para la Industria Aceitera y Alimenticia; Estadios Deportivos; Aeropuertos; Puentes.



Figura 2.1 Vista aérea de CINTER S.R.L.

Durante la fabricación de todas las piezas que componen una estructura metálica, intervienen una serie de procesos principales:

- **Naves 1 y 2:** Corte y Perforado de accesorios y placas de acero.
- **Nave 3:** Conformado en frío y Línea de Pintura en Polvo.
- **Naves 4 y 5:** Corte de chapas de acero en pantógrafos CNC a plasma y oxiacetilénico, y Soldadura automática por arco sumergido (SAW).
- **Nave 6:** Línea de Granallado y Pintura Líquida.
- **Nave 7:** Granallado Manual y Estaciones de Pintado sobre caballetes.
- **Nave 8:** Robot de Armado y Soldadura automática de las piezas.
- **Nave 9:** Estaciones de Armado y Soldadura semiautomática de las piezas.
- **Nave 10:** Corte a Sierra y Perforado de perfiles de acero.

Todos estos procesos, junto a los compresores de aire y los puentes-grúa para los movimientos, son los consumidores de energía eléctrica más importantes dentro de la empresa.

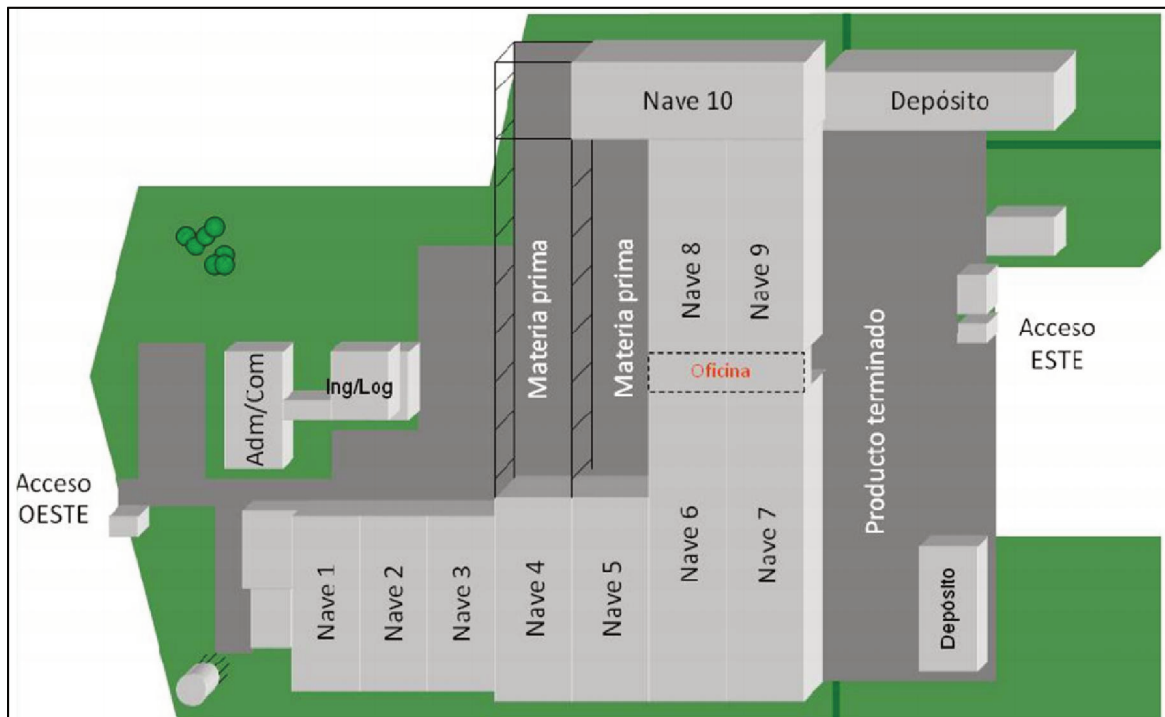


Figura 2.2 Layout esquemático de la Planta



Figura 2.3 Imágenes ilustrativas de los procesos realizados por CINTER S.R.L.

3. SITUACIÓN ELÉCTRICA ACTUAL

Se ha podido comprobar a lo largo de los años una relación estrecha entre la evolución del PBI nacional y el volumen de producción de la empresa. Esto significa que cuando el país está en un ciclo de crecimiento, la empresa se expande y los recursos necesariamente deben aumentar. Del mismo modo, en períodos de recesión, la ocupación de la capacidad instalada disminuye y asoman recursos ociosos. La habilidad y la experiencia en ajustar determinados “resortes” que existen dentro de una organización, para poder soportar estos vaivenes, marcan importantes diferencias entre las empresas.

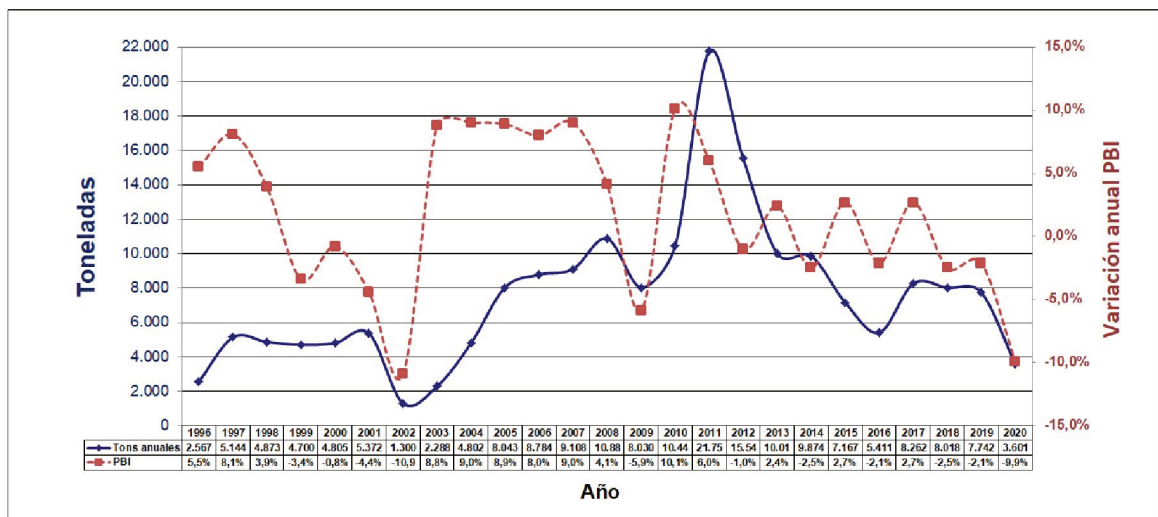


Figura 3.1 Toneladas producidas vs. PBI Argentina

La administración de la energía eléctrica es uno de esos mecanismos de amortiguación, sobre todo en los ciclos de crecimiento, donde es significativo el hecho de contar con una instalación acorde, que permita absorber picos prolongados de consumo sin resentir fuertemente los niveles de producción y la matriz de costos de la empresa.

Más allá de las mejoras relacionadas a la eficiencia energética que se puedan alcanzar internamente, por ejemplo mediante modificaciones operativas que contribuyan a minimizar pérdidas o a través de inversiones en equipamiento más eficiente, es lógico pensar, y de hecho así se verifica, que a medida que la producción aumenta los requerimientos de energía eléctrica se incrementan, y viceversa.

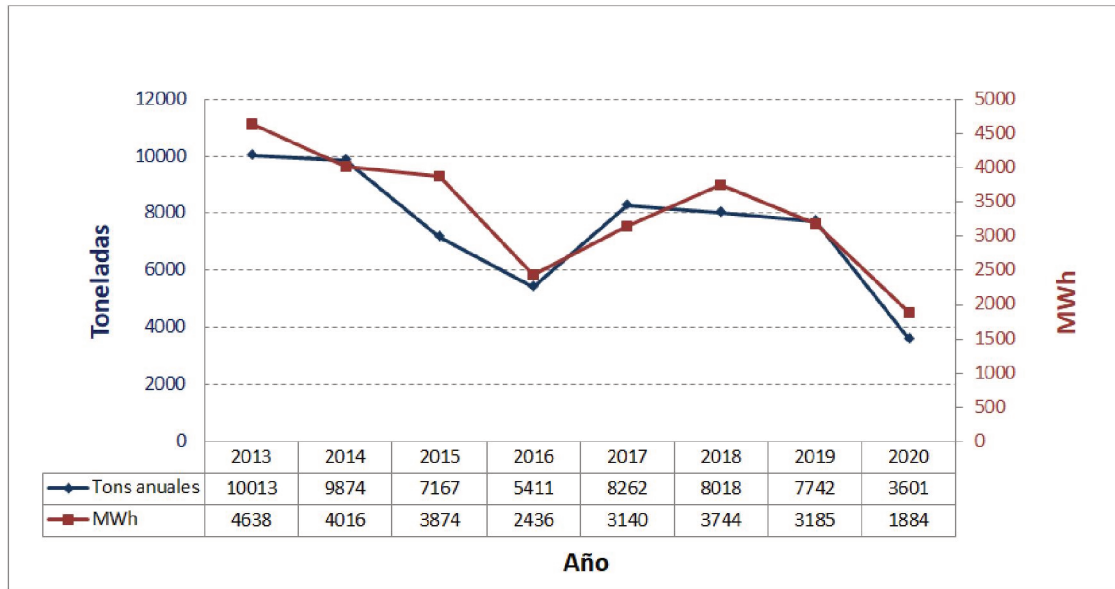


Figura 3.2 Toneladas producidas y Energía Eléctrica consumida (MWh)

En CINTER el servicio de energía eléctrica es abastecido en Baja Tensión por la Empresa Provincial de la Energía (EPE), una de las distribuidoras más importantes del país. El suministro se realiza a partir de las líneas de acometida trifásicas de 3 Transformadores de Distribución con relación 33.000 V / 400-231 V, que alimentan diferentes máquinas y procesos a través de los correspondientes Tableros Principales, según se detalla en el siguiente esquema:

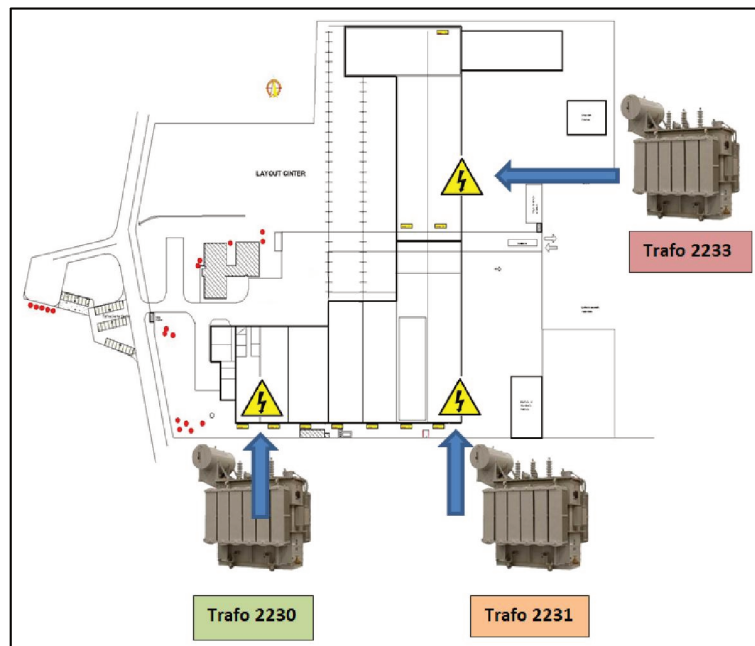


Figura 3.3 Esquema de alimentación eléctrica principal en baja tensión

- El Transformador 2230 alimenta principalmente las Naves 1 a 4 y el sector de Oficinas. A modo general el consumo de potencia es de alrededor de 450 kW, pero se han registrado picos aislados de hasta 550 kW. [Marca: “Fohama” – Norma: Iram 2250 – Potencia: 630 kVA]
- El Transformador 2231 alimenta básicamente las Naves 5 a 7. Su consumo de potencia es de unos 350 kW, con picos de hasta 500 kW. [Marca: “TTE” – Norma: Iram 2250 – Potencia: 630 kVA]
- El Transformador 2233 alimenta las Naves 8 a 10, los depósitos y las playas de materia prima y producto terminado. Su consumo de potencia es de alrededor de 400 kW, con picos de hasta 500 kW. [Marca: “Mayo” – Norma: Iram 2250 – Potencia: 630 kVA]

Debido a su nivel de demanda y a su localización, actualmente la empresa está encuadrada como “Gran Usuario de Parques Industriales”, y para cada transformador de alimentación le corresponde una tarifa denominada “PB2”, que aplica para usuarios en Baja Tensión (hasta 1 kV inclusive) con demandas de potencia mayores o iguales a 300 kW. Es decir, por el suministro de energía eléctrica la empresa recibe tres facturas de parte de la EPE, según el siguiente cuadro tarifario (valores de Noviembre 2021):

EPE Energía de Santa Fe		EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGIA DE SANTA FE						
		Área de aplicación: Todo el territorio de la Provincia de Santa Fe Consumos registrados desde el 01 de NOVIEMBRE de 2021						
		CUADRO TARIFARIO COMPLETO MENSUAL - FACTURACION MENSUAL Demanda Máxima: Mayor de 20 kW						
		TARIFA 2 - GRANDES DEMANDAS						
P - GRANDES DEMANDAS Parques Industriales		Cargo comercial (\$-mes)	Cargo cap. Pico (\$/kW-mes)	Cargo cap. F. de Pico (\$/kW-mes)	Cargo por pot. adq. (\$/kW-mes)	Cargo energía hs. Pico (\$/kWh)	Cargo energía hs. Resto (\$/kWh)	Cargo energía hs. Valle (\$/kWh)
P B1	Baja Tensión - Demandas menores a 300 kW	2750,38	906,537	404,215	96,532	2,77171	2,65722	2,64272
P B2	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW	2750,38	906,537	404,215	96,532	8,67118	8,30881	7,94525
PM11	Media Tensión 13.2 kV - Demandas menores a 300 kW	12313,22	634,223	257,668	91,127	2,63411	2,52530	2,41649
PM12	Media Tensión 13.2 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW	12313,22	634,223	257,668	91,127	8,24069	7,89631	7,55081
PM31	Media Tensión 33 kV - Demandas menores a 300 kW	12313,22	621,488	238,263	91,127	2,63411	2,52530	2,41649
PM32	Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada 1000 kW o más - Demandas mayores o iguales a 300 kW	12313,22	621,488	238,263	91,127	8,24069	7,89631	7,55081
PAM1	Bornes de ET AT/MT - Demandas menores a 300 kW	12313,22	371,330	203,586	89,632	2,59578	2,48855	2,38132
PAM2	Bornes de ET AT/MT - Demandas mayores o iguales a 300 kW	12313,22	371,330	203,586	89,632	8,12077	7,78140	7,44093
P A1	Alta Tensión 132 kV - Demandas menores a 300 kW	13567,18	90,920	60,547	86,989	2,52599	2,42165	2,31730
P A2	Alta Tensión 132 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW	13567,18	90,920	60,547	86,989	7,90246	7,57221	7,24089

Figura 3.4 Cuadro Tarifario EPE Grandes Clientes - Nov 2021

Por el servicio convenido para cada punto de entrega, la empresa paga:

- Un cargo por comercialización, independientemente del consumo registrado.
- Un cargo por potencia adquirida en horas pico en Baja Tensión.
- Un cargo en concepto de Uso de Red por cada kW de capacidad de suministro convenida en horas pico en Baja Tensión, haya o no consumo de energía.

- d) Un cargo en concepto de Uso de Red por cada kW de capacidad de suministro convenida en horas fuera de pico en Baja Tensión, haya o no consumo de energía.
- e) Un cargo por la energía eléctrica entregada en Baja Tensión correspondiente al suministro, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los horarios tarifarios: “en pico”, “valle nocturno” y “horas restantes”. Estos tramos horarios serán coincidentes con los fijados para el Mercado Eléctrico Mayorista MEM.
- f) Si correspondiere, un recargo, penalización o bonificación, según el valor del factor de potencia.

Se definen como “capacidad de suministro en pico” y “capacidad de suministro fuera de pico” a las potencias en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que la EPE pondrá a disposición del usuario durante doce meses en cada punto de entrega en los horarios “pico” y “fuera de pico”, que son coincidentes con los fijados para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM):

Demanda de Potencia

- * **Horario Pico:** 18 a 23 hs.
- * **Horario Fuera de Pico:** 23 a 18 hs.

Demanda de Energía

- * **Horario Pico:** 18 a 23 hs.
- * **Horario Valle:** 23 a 05 hs.
- * **Horario Resto:** 05 a 18 hs.

Al analizar en detalle la evolución del consumo de energía eléctrica en la empresa durante los últimos 5 años, y discriminando por franja horaria y por transformador, se obtienen los siguientes gráficos.

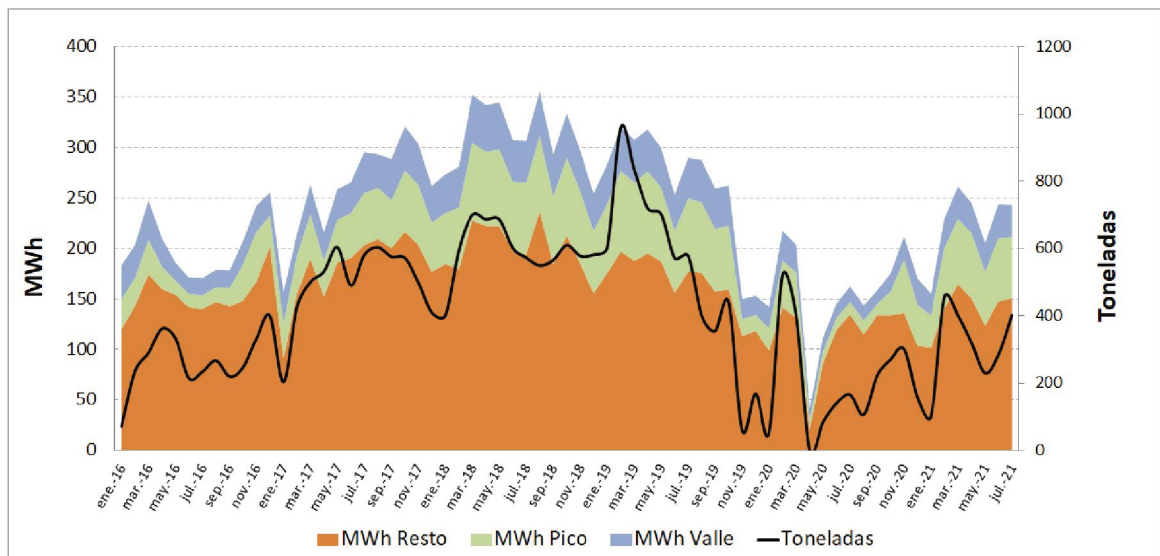


Figura 3.5 Toneladas producidas y MWh consumidos por franja horaria

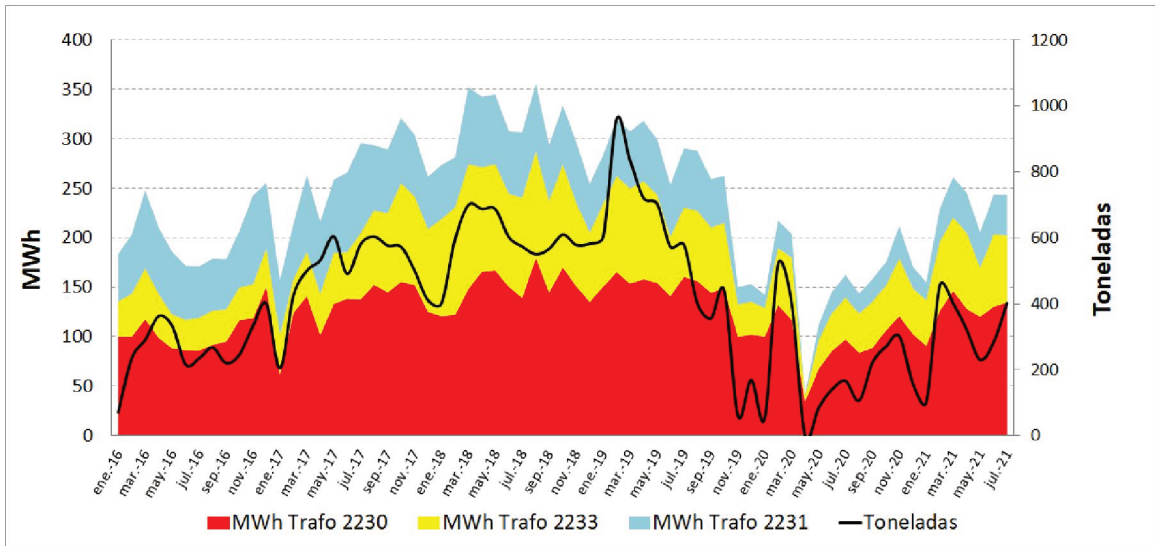


Figura 3.6 Toneladas producidas y MWh consumidos por Transformador

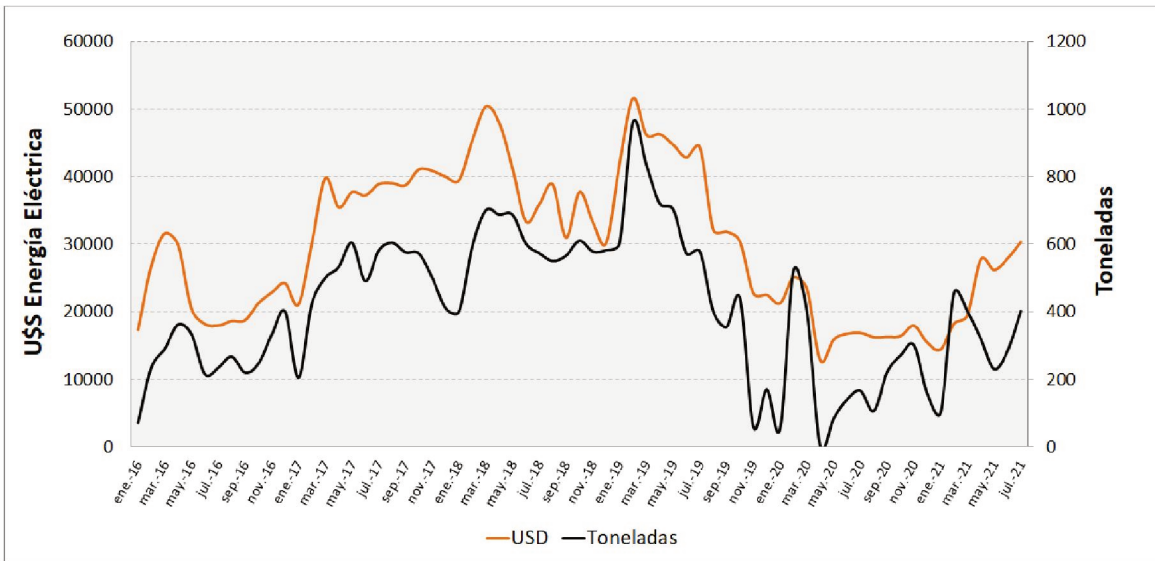


Figura 3.7 Toneladas producidas y Costo de la Energía Eléctrica

A partir de este estudio es posible establecer algunas conclusiones importantes:

- El consumo principal de energía eléctrica se realiza en la franja horaria denominada “Resto”, lo cual es consistente con el hecho de que el turno principal de producción actualmente es de 07:00 a 16:00 hs. En promedio el 67% del consumo corresponde a esta ventana de tiempo, mientras que el 20% tiene lugar en las horas “Pico”, y el saldo en las horas “Valle”.

- No se observa una estacionalidad clara asociada al consumo de energía eléctrica, sino que la dependencia se da principalmente con los niveles de producción. El mayor consumo que se da en las oficinas y en planta en los meses de verano por ejemplo, debido a los aires acondicionados, se ve de algún modo compensado por la parada general de planta, que habitualmente se realiza desde finales de Diciembre hasta mediados de Enero.
- Para producir una tonelada de estructura de acero se necesita una media de 735 kWh. Por supuesto que se trata de un valor agregado y muy variable, porque cada proyecto es único y por lo tanto demanda diferentes niveles de utilización de cada proceso productivo, con su correspondiente necesidad de energía eléctrica. Pero de todos modos, permite fijar una referencia, una línea base, que comparativamente a nivel mundial se encuentra dentro de los rangos esperados.
- Se puede considerar que el costo del kWh para la empresa ha sido de alrededor de 0,13 dólares en los últimos años, teniendo en cuenta tanto el costo de la Energía como el de la Potencia.
- El costo unitario promedio en electricidad ronda entonces los 95 dólares por tonelada de acero producida.

4. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA PROPUESTA

4.1 PRESENTACIÓN

Sin la pretensión de arribar al diseño pormenorizado y definitivo de una Subestación Eléctrica de Media Tensión, labor que excede el alcance del presente trabajo, se presentan en este capítulo las consideraciones y características técnicas principales que debería tener una propuesta que permita migrar el suministro de electricidad desde baja a media tensión.

Para tal fin, se trabajó en conjunto con los departamentos de Mantenimiento, Producción y Planeamiento de CINTER, y con la empresa SIE INGENIERIA S.R.L., dedicada a diseños y montajes eléctricos, definiendo los requisitos y las condiciones del proyecto.

Se analizó además la normativa vigente, sustentada fundamentalmente en la Ley 24.065 de Energía Eléctrica y sus normas complementarias y modificatorias. Dicha ley creó el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), quien debe ejecutar todas las medidas necesarias para cumplir con los objetivos de la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, y para lo cual dicta una serie de resoluciones reglamentarias también consideradas.

En el ámbito local, es mandatorio respetar el “Reglamento general para el suministro y comercialización del servicio eléctrico”, provisto por la empresa distribuidora (EPE).

Todo esto dentro del marco establecido por la Ley 19.587 de Higiene y Seguridad en el Trabajo, y sus decretos reglamentarios asociados.

El proyecto consiste en reemplazar los 3 puntos de ingreso de la energía eléctrica en baja tensión por un único Punto de Ingreso en Media Tensión (PIMT), a partir de la instalación de una Subestación Transformadora Principal y dos Subestaciones Secundarias, dentro del perímetro de la planta, en lugares convenientes y adecuados, contiguos a los tableros generales de baja tensión existentes actualmente.

Se eligió para la localización del PIMT la zona donde hoy se ubica la alimentación del Transformador denominado “Trafo 2231”, al sureste de la fábrica, por su cercanía a la red de 33 KV y a los tableros principales, por el espacio disponible, por ser un lugar seguro y poco transitado, y porque minimiza las modificaciones a realizar en las instalaciones actuales:



Figura 4.1 Foto del lugar propuesto para el PIMT

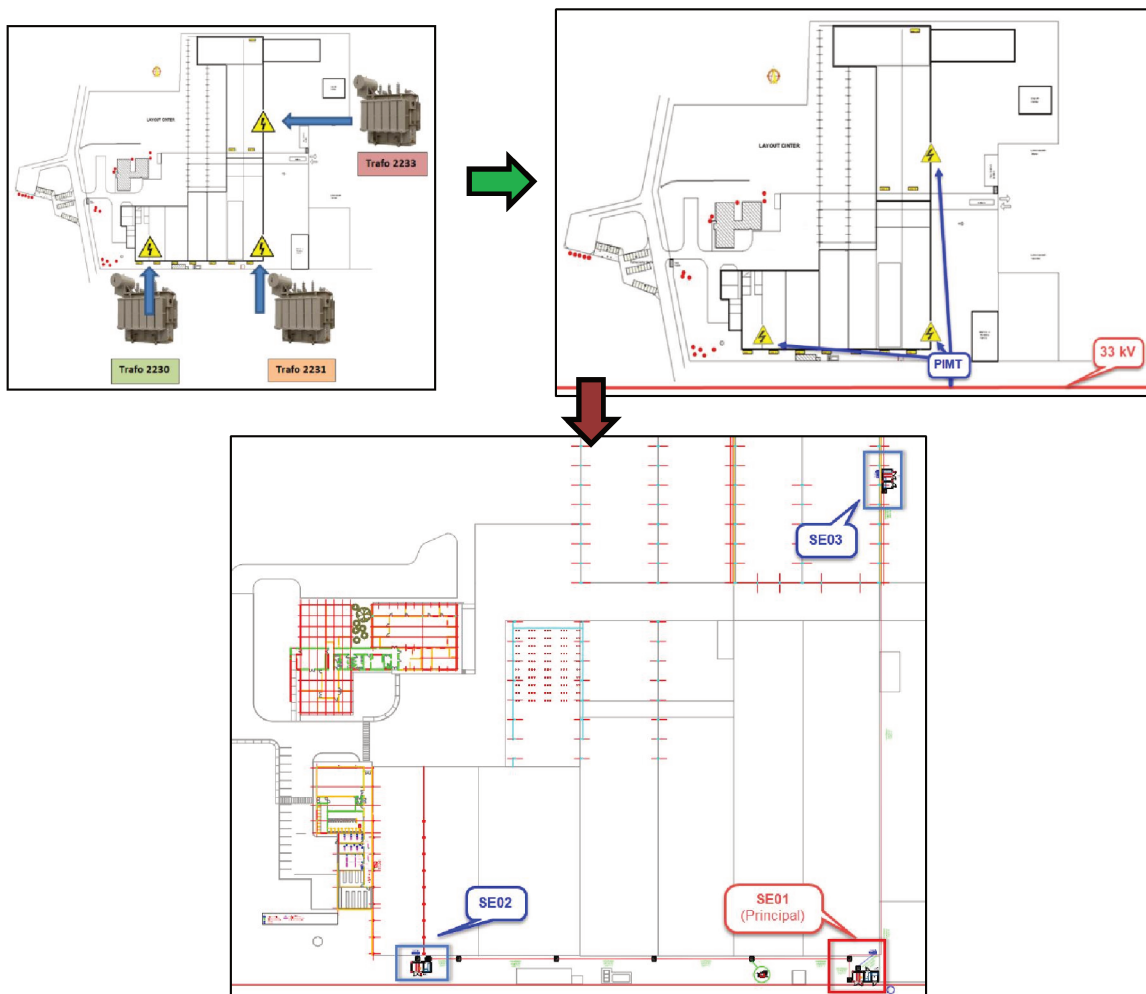


Figura 4.2 Esquema de la transición del suministro eléctrico

4.2 OBRAS CIVILES Y METÁLICAS

Los componentes estructurales de cada una de las subestaciones serán una combinación de hormigón armado, muros de bloques premoldeados y estructura metálica. La SE01 tendrá una superficie mayor a la SE02 y SE03, debido a que debe alojar mayor cantidad de elementos. Se estima aproximadamente un espacio de 8 x 3.5 metros con una altura de 2.80 metros para la SE01, y una zona de 6 x 3.5 x 2.80 metros para cada una de las dos subestaciones restantes. Todas tendrán una cota mínima de 25 cm. por sobre el nivel del terreno.

Las subestaciones serán cerradas y cubiertas, con ventilación apropiada y un cercado perimetral de seguridad. Contarán con accesos adecuados y la debida señalización e iluminación exterior. Para las bases y fundaciones de las estructuras y del equipamiento, se considerarán las combinaciones de carga más desfavorables.

Se requerirán canalizaciones subterráneas desde el PIMT/SE01 hasta la SE02, mientras que la llegada hasta la SE03 se hará vía aérea con bandejas portacables. Las canalizaciones se harán con tubería de PVC reforzado, tendrán una protección mecánica sobre ellas compuesta por lajas que señalarán además el tipo de instalación que cubren, y contemplan cámaras de inspección; pasarán por una zona donde no hay tránsito de vehículos o autoelevadores. Las bandejas portacables serán de acero galvanizado y se fijarán al cerramiento existente de las Naves 7 y 9.

4.3 DISCIPLINA ELÉCTRICA

Se describen las principales características generales que tendrán los equipos primarios, los sistemas de protección, control y medición asociados a las subestaciones eléctricas, y los conductores de energía.

- a) **Transformadores de Potencia**: Se opta por transformadores secos frente a los transformadores húmedos en baño de aceite. Si bien su costo es algo superior, las ventajas que ofrecen en relación a un menor costo de instalación y mantenimiento, la minimización del riesgo de incendio y la menor contaminación al evitar el manejo de aceite, inclinan la decisión a su favor. Estarán completamente protegidos de las inclemencias climáticas.

El estudio presentado en el Capítulo 2, las perspectivas del mercado para los próximos años y la proyección de crecimiento de la empresa determinan que la capacidad adecuada para cada uno de los 3 transformadores de potencia, ubicados en las 3

Subestaciones, sea de 1000 kVA, disminuyendo el voltaje de 33 kV a 380 V previo a la entrada de cada tablero general de baja tensión.



Figura 4.3 Modelo de Transformador de Potencia

- b) **Celdas de Media Tensión:** En el diagrama unifilar de la página siguiente se observa el sistema de protección, medición y control del proyecto, compuesto por una serie de celdas de media tensión. Se optó por los modelos SM6 de Schneider Electric, debido a su amplia reputación comercial, confiabilidad, características modulares y disponibilidad.

La Subestación principal es más compleja que las restantes, porque recibe la alimentación en media tensión desde la red de 33 kV. Para la potencia instalada, esto exige una serie de protecciones adicionales dentro de la celda, en un sector destinado exclusivamente para maniobras de la EPE.



Figura 4.4 Modelo de Celda SM6 Schneider Electric

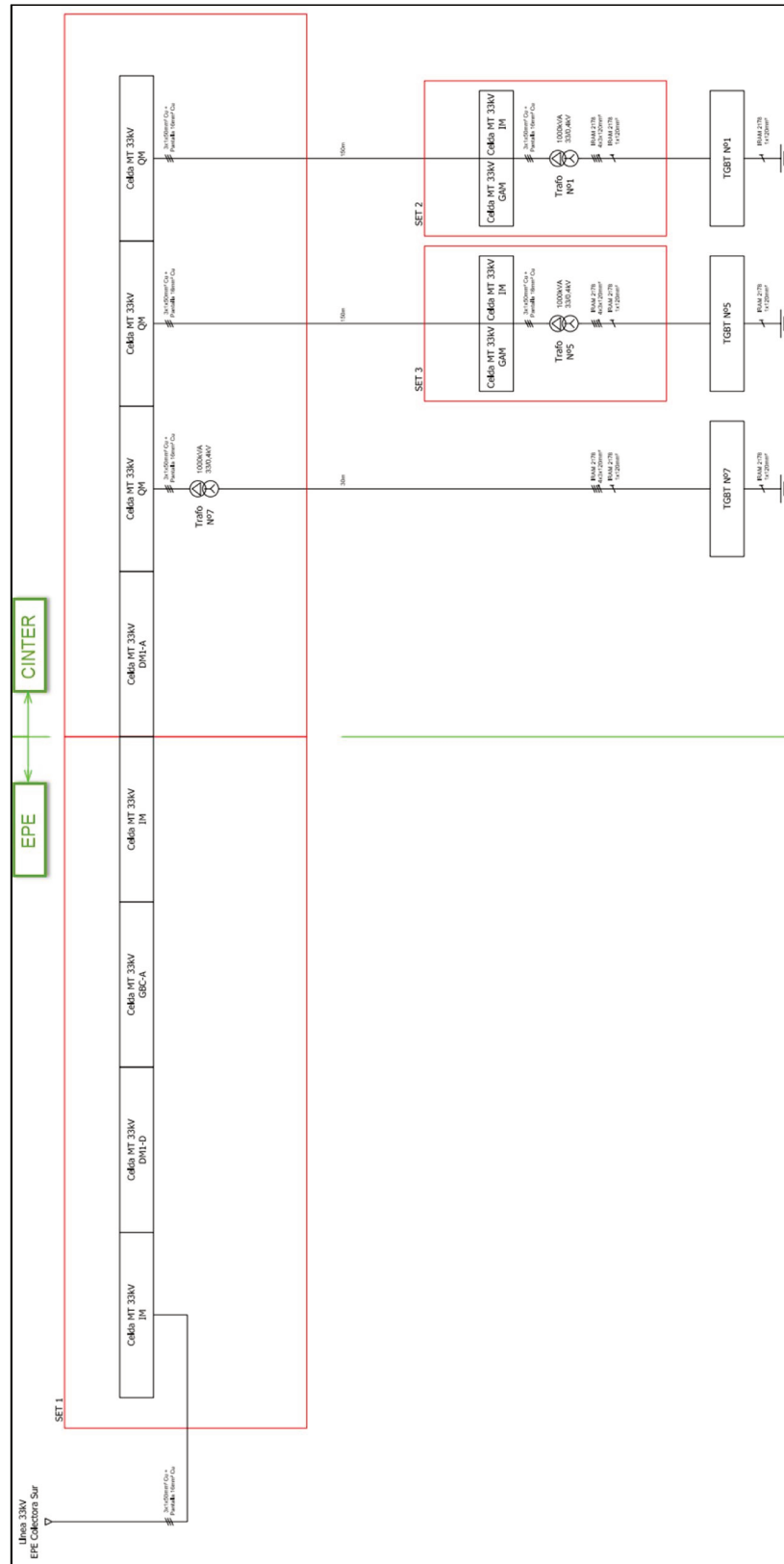


Figura 4.5 Diagrama Unifilar del Proyecto

Dentro de la SE01 se tiene entonces:

➤ *En el Sector EPE:*

- **2 Celdas MT 33 kV IM:** Celdas de seccionamiento, que interrumpen y ponen a tierra la alimentación para trabajos de mantenimiento.
- **Celda MT 33 kV DM1-D:** Celda de protección por interruptor automático, que protege la instalación contra sobrecargas y cortocircuitos. Debido a la potencia de la instalación, responde a una exigencia normativa en reemplazo de interruptores fusibles.
- **Celda MT 33 kV GBC-A:** Celda de medición, utilizada por la EPE para la medición del consumo eléctrico.

➤ *En el Sector CINTER:*

- **Celda MT 33 kV DM1-A:** Celda de protección primaria por interruptor automático, que protege la instalación contra sobrecargas y cortocircuitos.
- **3 Celdas MT 33 kV QM:** Celdas de protección secundaria por fusible, que protegen la instalación contra sobrecargas y cortocircuitos.

Y dentro de las SE02 y SE03 se encuentran:

- **Celda MT 33 kV GAM:** Celda de conexión del cable de alimentación desde la SE01.
- **Celda MT 33 kV IM:** Celda de seccionamiento, que interrumpe y pone a tierra la alimentación para trabajos de mantenimiento.

- c) **Conductores de Energía:** Los cables de potencia para media tensión serán de cobre y formación unipolar, con tensión de trabajo de 33 kV, y una sección calculada de 50 mm². La aislación será de polietileno reticulado (XLPE), con pantalla metálica de protección. Los cables para baja tensión también serán de cobre y unipolares, con una sección calculada de 120 mm² y aislación XLPE.
- d) **Elementos Auxiliares:** Se prevén además una serie de componentes y dispositivos que complementan al equipamiento principal:

- Cada subestación contará con un Tablero de Servicios, Iluminación LED acorde, un equipo de Aire Acondicionado de 6000 frigorías para refrigeración y un Extractor de Aire.
- Se consideran elementos de acometida y conexionado, y jabalinas de puesta a tierra.

4.4 INSTALACIÓN Y MONTAJE

El tiempo estimado para el desarrollo de la Ingeniería de detalle es de 30 días corridos, y la presentación y aprobación de toda la documentación correspondiente en la EPE y en los organismos oficiales se estima en 30 días adicionales.

A partir de ese momento, el plazo para la ejecución y puesta a punto de toda la obra se proyecta en 90 días. Se considera un equipo de trabajo permanente de la empresa contratista, con personal eventual de ayuda de gremios y asistencia de personal de CINTER en las tareas que así lo requieran.

Está prevista la contratación de medios articulados de elevación (“Tijeras”) y un servicio de Hidrogrúa para determinados trabajos.

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA

5.1 INTRODUCCIÓN

La factibilidad económica y financiera del proyecto se determinará utilizando los siguientes métodos de evaluación: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Período de Recuperación del Capital (PRC).

Para esto se deben calcular las Inversiones, los Costos y los Beneficios asociados a la propuesta, adoptar una Tasa de Descuento, proyectar su Flujo de Caja y finalmente evaluar los resultados de los métodos enunciados previamente.

Para evitar las distorsiones generadas por las variaciones en el tipo de cambio y la pérdida del poder adquisitivo de la moneda argentina, y contemplar a su vez los efectos inflacionarios, se realiza todo el análisis en dólares estadounidenses. Se toma como referencia el valor minorista vendedor informado por el Banco Central de la República Argentina (BCRA) al cierre del 23 de Noviembre de 2021: **106,090 pesos por dólar**.

5.2 INVERSIÓN INICIAL

A continuación se detallan los diferentes ítems que constituyen la Inversión inicial requerida para ejecutar el Proyecto, la cual asciende a un total de **USD 434.070**.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD		USD / Unidad	Total USD
	Unidad	Cantidad		
SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA PRINCIPAL				153.590
Obra Civil	m2	28	350	9.800
Transformador Seco 1000 KVA - 33/0,4 KV	Un	1	30.000	30.000
Celda SM6 33 KV IM	Un	2	7.500	15.000
Celda SM6 33 KV DM1-D	Un	1	17.000	17.000
Celda SM6 33 KV GBC-A	Un	1	17.000	17.000
Celda SM6 33 KV DM1-A	Un	1	17.000	17.000
Celda SM6 33 KV QM	Un	3	9.000	27.000
Instalación Eléctrica, Tablero de Servicios e Iluminación	Un	1	500	500
Elementos Auxiliares (acometidas, puntas MT, jabalinas)	Un	60	15	900
Aire Acondicionado 6000 FR	Un	1	1.000	1.000
Extractor de Aire 2100 m3/Hr	Un	1	400	400
Mano de Obra permanente	Horas-Hombre	1620	7	11.340
Mano de Obra eventual y auxiliares	Horas-Hombre	450	5	2.250
Servicio de Hidrogrúa	Hs	8	550	4.400

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD		USD / Unidad	Total USD
	Unidad	Cantidad		
SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 02				60.520
Obra Civil	m2	21	350	7.350
Transformador Seco 1000 KVA - 33/0,4 KV	Un	1	30.000	30.000
Celda SM6 33 KV GAM	Un	1	5.000	5.000
Celda SM6 33 KV IM	Un	1	7.500	7.500
Instalación Eléctrica, Tablero de Servicios e Iluminación	Un	1	500	500
Elementos Auxiliares (acometidas, puntas MT, jabalinas)	Un	30	15	450
Aire Acondicionado 6000 FR	Un	1	1.000	1.000
Extractor de Aire 2100 m3/Hr	Un	1	400	400
Mano de Obra permanente	Horas-Hombre	720	7	5.040
Mano de Obra eventual y auxiliares	Horas-Hombre	216	5	1.080
Servicio de Hidrogrúa	Hs	4	550	2.200
SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 03				60.520
Obra Civil	m2	21	350	7.350
Transformador Seco 1000 KVA - 33/0,4 KV	Un	1	30.000	30.000
Celda SM6 33 KV GAM	Un	1	5.000	5.000
Celda SM6 33 KV IM	Un	1	7.500	7.500
Instalación Eléctrica, Tablero de Servicios e Iluminación	Un	1	500	500
Elementos Auxiliares (acometidas, puntas MT, jabalinas)	Un	30	15	450
Aire Acondicionado 6000 FR	Un	1	1.000	1.000
Extractor de Aire 2100 m3/Hr	Un	1	400	400
Mano de Obra permanente	Horas-Hombre	720	7	5.040
Mano de Obra eventual y auxiliares	Horas-Hombre	216	5	1.080
Servicio de Hidrogrúa	Hs	4	550	2.200
CANALIZACIONES: CAÑEROS Y BANDEJAS				31.900
Caño PVC reforzado 110 mm	Metros	600	10	6.000
Cámaras de Inspección	Un	8	50	400
Zanjo	Metros	150		0
Lajas de 300 x 500 x 40 mm	Un	600	5	3.000
Arena	m3	50	35	1.750
Bandeja Perforada Smart Tray 300 mm Ala 50 mm	Metros	220	10	2.200
Curvas, Eslabones, Tapas, Soportes para Bandejas Perforadas	Un	300	1	300
Mano de Obra permanente	Horas-Hombre	1125	7	7.875
Mano de Obra eventual y auxiliares	Horas-Hombre	675	5	3.375
Servicio de Hidrogrúa	Hs	12	550	6.600
Alquiler de Tijera	Días	5	80	400
CABLES Y TENDIDOS				111.540
Cable de Media Tensión 33 KV - AL 50 mm2 - XLPE	Metros	1500	60	90.000
Cable Cobre Desnudo 50 mm2	Metros	360	12	4.320
Cable Subterráneo 24 x 1,5 mm2 Comando	Metros	50	10	500
Cable Subterráneo 1 x 120 mm2	Metros	300	30	9.000
Cable Subterráneo 4 x 4 mm2	Metros	60	5	300
Mano de Obra permanente	Horas-Hombre	810	7	5.670
Mano de Obra eventual y auxiliares	Horas-Hombre	270	5	1.350
Alquiler de Tijera	Días	5	80	400
VARIOS				16.000
Ingeniería de Detalle, Trámites EPE y Presentación de Documentación	-	-	-	15.000
Flete	-	-	-	1.000

434.070

5.3 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El costo operativo de una Subestación Eléctrica de Media Tensión funcionando en condiciones normales se reduce a las pérdidas en los transformadores, porque no es necesario destinar personal para controlar o garantizar su desempeño habitual. Se adopta una eficiencia del 98% para los transformadores de este proyecto, siendo entonces los costos operativos equivalentes al **2% del consumo eléctrico en media tensión.**

El Mantenimiento resulta fundamental para asegurar el correcto funcionamiento de toda la instalación. El objetivo es detectar con anticipación posibles fallas que puedan presentarse, evitando así desperfectos e interrupciones inesperadas. Las consecuencias por falta de mantenimiento pueden ser muy serias, llegando a ocasionar la paralización de todas las actividades por muchas horas e incluso ser causales de accidentes.

Se considera un programa de mantenimiento preventivo de frecuencia anual, que incluya tareas de revisión, control y verificación de todos los elementos y componentes de las Subestaciones, a realizarse durante el mes de Enero en la parada general de planta, con un costo anual estimado de **USD 2.000**, en función de destinar una cuadrilla de 4 personas durante una semana a estas tareas. Y si bien la confiabilidad de las subestaciones eléctricas es muy elevada, con una tasa de fallas del orden de 0,3 fallas por año (de acuerdo a los datos recabados de diferentes publicaciones y estudios disponibles en Internet), se prevé también una suma anual para mantenimiento correctivo igual a **USD 3.000**, considerando mano de obra y repuestos para el caso testigo de reemplazar una celda SM6-IM.

5.4 BENEFICIOS

El principal beneficio económico del proyecto radica en la sensible reducción de los cargos por capacidad contratada, potencia adquirida y energía consumida que la Distribuidora provincial le cobra a una Empresa por suministrarle la electricidad en media tensión. CINTER pasaría de ser un gran usuario PB2 a un gran usuario PM32:

 EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGIA DE SANTA FE Área de aplicación: Todo el territorio de la Provincia de Santa Fe Consumos registrados desde el 01 de NOVIEMBRE de 2021 CUADRO TARIFARIO COMPLETO MENSUAL - FACTURACION MENSUAL Demanda Máxima: Mayor de 20 kW TARIFA 2 - GRANDES DEMANDAS								
P - GRANDES DEMANDAS Parques Industriales		Cargo comercial (\$-mes)	Cargo cap. Pico (\$/kW-mes)	Cargo cap. F. de Pico (\$/kW-mes)	Cargo por pot. adq. (\$/kW-mes)	Cargo energia hs. Pico (\$/kWh)	Cargo energia hs. Resto (\$/kWh)	Cargo energia hs. Valle (\$/kWh)
P B1	Baja Tensión - Demandas menores a 300 kW	2750,38	906,537	404,215	96,532	2,77171	2,65722	2,54272
P B2	Baja Tensión - Demandas mayores o iguales a 300 kW	2750,38	906,537	404,215	96,532	8,67118	8,30881	7,94525
PM11	Media Tensión 13,2 kV - Demandas menores a 300 kW	12313,22	634,223	257,668	91,127	2,63411	2,62530	2,41649
PM12	Media Tensión 13,2 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW	12313,22	634,223	257,668	91,127	8,24069	7,89631	7,55081
PM31	Media Tensión 33 kV - Demandas menores a 300 kW	12313,22	621,488	238,263	91,127	2,63411	2,62530	2,41649
PM32	Media Tensión 33 kV o Capacidad Contratada 1000 kW o más - Demandas mayores o iguales a 300 kW	12313,22	621,488	238,263	91,127	8,24069	7,89631	7,55081
PAM1	Bornes de ET AT/MT - Demandas menores a 300 kW	12313,22	371,330	203,586	89,632	2,59578	2,48855	2,38132
PAM2	Bornes de ET AT/MT - Demandas mayores o iguales a 300 kW	12313,22	371,330	203,586	89,632	8,12077	7,78140	7,44093
P A1	Alta Tensión 132 kV - Demandas menores a 300 kW	13567,18	90,920	60,547	86,989	2,52599	2,42165	2,31730
P A2	Alta Tensión 132 kV - Demandas mayores o iguales a 300 kW	13567,18	90,920	60,547	86,989	7,90246	7,57221	7,24089

Figura 5.1 Cuadro Tarifario EPE Grandes Clientes - Nov 2021

Asumiendo una utilización promedio del 75% de la capacidad a instalar en media tensión, balanceada en las 3 Subestaciones, y considerando que al no modificarse las características de los procesos dentro de la planta, y por lo tanto de la carga, las bonificaciones o penalizaciones

por el valor del factor de potencia son independientes de las condiciones del suministro, es posible calcular el monto del ahorro a obtener en la factura eléctrica.

Es preciso hacer antes algunas aclaraciones adicionales. El ahorro se calcula en una condición de alta carga de trabajo para la empresa, porque para esa condición se está planteando la propuesta. En esa situación, la planta estaría trabajando de modo normal en 3 turnos las 24 horas, en todas las Naves, de lunes a viernes. Respecto al balance entre las 3 subestaciones, de acuerdo al análisis realizado en el capítulo 2, la carga actualmente está repartida en forma relativamente pareja entre los transformadores que hoy alimentan la fábrica, porque las conexiones de los diferentes procesos productivos a los tableros generales ya se han ido ajustando precisamente con ese objetivo. Es probable que frente a demandas elevadas, la diversidad de Obras a producir genere algunos desbalances. El costo de re-balancear la carga es difícil de estimar por su dinamismo, y de todos modos, debería realizarse independientemente de las condiciones del suministro eléctrico, por lo que no es considerado en este análisis.

BASE DE POTENCIA	KVA	2250
SET 01 (Principal)	KVA	750
SET 02	KVA	750
SET 03	KVA	750

POT MAX PICO	POT MAX F.PICO	DIAS POR MES	HS PICO (18:00 a 23:00)	HS VALLE (23:00 a 05:00)	HS RESTO (05:00 a 18:00)
KVA	KVA	DIAS	HS	HS	HS
750	750	20	5	6	13

GRAN USUARIO BT	CARGO COMERCIAL	CAP. PICO	CAP. FUERA DE PICO	CARGO POT ADQUIRIDA	CARGO PICO	CARGO VALLE	CARGO RESTO	TASA (C.A.P.)	TOTAL
	\$/MES	\$/KW-MES	\$/KW-MES	\$/KW-MES	\$/KWH	\$/KWH	\$/KWH	0,017	
	\$ 2.750,38	\$ 906,54	\$ 404,22	\$ 96,53	\$ 8,67	\$ 7,95	\$ 8,31		\$ 12.337.762,95
TRAFO 2230		\$ 679.902,75	\$ 303.161,25	\$ 72.399,00	\$ 650.338,50	\$ 715.072,50	\$ 1.620.217,95	\$ 68.745,32	\$ 4.112.587,65
TRAFO 2231		\$ 679.902,75	\$ 303.161,25	\$ 72.399,00	\$ 650.338,50	\$ 715.072,50	\$ 1.620.217,95	\$ 68.745,32	\$ 4.112.587,65
TRAFO 2233		\$ 679.902,75	\$ 303.161,25	\$ 72.399,00	\$ 650.338,50	\$ 715.072,50	\$ 1.620.217,95	\$ 68.745,32	\$ 4.112.587,65

GRAN USUARIO MT	CARGO COMERCIAL	CAP. PICO	CAP. FUERA DE PICO	CARGO POT ADQUIRIDA	CARGO PICO	CARGO VALLE	CARGO RESTO	TASA (C.A.P.)	TOTAL
	\$/MES	\$/KW-MES	\$/KW-MES	\$/KW-MES	\$/KWH	\$/KWH	\$/KWH	0,017	
	\$ 12.313,22	\$ 621,49	\$ 238,26	\$ 91,13	\$ 8,24	\$ 7,55	\$ 7,90		\$ 10.841.648,66
SET 01		\$ 466.116,00	\$ 178.697,25	\$ 68.345,25	\$ 618.051,75	\$ 679.572,90	\$ 1.539.780,45	\$ 60.568,91	\$ 3.613.882,89
SET 02		\$ 466.116,00	\$ 178.697,25	\$ 68.345,25	\$ 618.051,75	\$ 679.572,90	\$ 1.539.780,45	\$ 60.568,91	\$ 3.613.882,89
SET 03		\$ 466.116,00	\$ 178.697,25	\$ 68.345,25	\$ 618.051,75	\$ 679.572,90	\$ 1.539.780,45	\$ 60.568,91	\$ 3.613.882,89

AHORRO MENSUAL	\$ 1.496.114,29
---------------------------	------------------------

El beneficio anual obtenido a partir del ahorro en la factura del suministro eléctrico se puede estimar entonces en **USD 169.228**.

Cabe agregar que se solicitaron a la EPE los cuadros tarifarios de los últimos 4 años, para verificar si la relación entre los diferentes cargos que componen la factura para usuarios PB2 y PM32 se mantuvo estable, confirmándose que esto efectivamente es así. Por lo tanto, es correcto asumir que el ahorro operativo en dólares entre ambas tarifas se mantiene relativamente constante.

5.5 TASA DE DESCUENTO

La tasa de descuento del proyecto es una medida del costo de oportunidad en el que incurrirá la empresa al llevarlo a cabo. Recibe el nombre de Costo del Capital y representa una medida de la rentabilidad mínima exigida para renunciar al uso alternativo de los recursos en inversiones de riesgo similar.

Su valor depende de muchas variables, pero se destacan 4 principalmente: las condiciones económicas, reflejadas en el *tipo de interés sin riesgo*; las condiciones del mercado, asociadas a una *prima de riesgo*; las condiciones financieras y operativas de la empresa, manifestadas en su *riesgo económico-financiero*; y por último, el *volumen* de financiación requerido.

En ciertas compañías, la tasa de descuento está preestablecida por la Dirección de acuerdo al tipo de proyecto en estudio. No es el caso de CINTER, donde cada inversión se analiza teniendo en cuenta las circunstancias y sobre todo en función de las perspectivas del mercado.

Para la presentación de este proyecto, se ha decidido determinar el costo del capital utilizando un *modelo de valoración de activos financieros* ampliamente difundido en la bibliografía y en el empresariado internacional, denominado CAPM por sus siglas en inglés. Este método parte de la base de que la tasa de rendimiento requerida por un inversor es igual a la tasa de rendimiento de un activo libre de riesgo (bonos del tesoro estadounidense, por ejemplo) más una prima de riesgo, medida a través de un coeficiente de volatilidad del mercado. En el caso de Argentina, correspondería además aplicar una sobretasa por Riesgo País, para la cual se toma un promedio de los últimos 10 años, con el objetivo de suavizar los picos y en las vísperas de un acuerdo con el FMI.

La aplicación de este modelo da como resultado una tasa de descuento en dólares equivalente al **14,71%** (Ver *Anexo*).

5.6 FLUJO DE CAJA

Con todos los datos previos, es posible proyectar el Flujo de Caja de la alternativa propuesta, para evaluar posteriormente su viabilidad económico-financiera. El horizonte de tiempo es de 20 años, y al cabo del mismo se considera que la inversión está completamente amortizada, con una depreciación lineal del capital.

El Flujo de Caja, presentado en la página siguiente, considera inicialmente que la inversión requerida es solventada en su totalidad por capital propio de la empresa. Posteriormente se analizarán opciones de financiamiento, total o parcial, y las condiciones mínimas que deberían cumplir.

	AÑO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Inversión Inicial Media Tensión	-434,1																				
Ahorro por cambio en el suministro eléctrico	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2	169,2
Egresos	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4	-8,4
Costos de Operación	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4	-3,4
Costos de Mantenimiento Preventivo	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0	-2,0
Costos de Mantenimiento Correctivo	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0
Resultado antes de Impuestos	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8
Depreciación Subestaciones Media Tensión	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7	-21,7
Resultado Imponible	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1	139,1
Impuesto a las Ganancias (35%)	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7	-48,7
Resultado Neto	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4	90,4
Ajuste por Gastos no desembolsables *	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7
FLUJO DE CAJA NETO	-434,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1
FLUJO DE CAJA NETO DESCONTADO @ 14,71%	-434,1	97,8	85,2	74,3	64,8	56,5	49,2	42,9	37,4	32,6	28,4	24,8	21,6	18,8	16,4	14,3	12,5	10,9	9,5	8,3	7,2

* La Depreciación no ocasiona salida efectiva de caja

5.7 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

- El Valor Actual Neto (VAN) del proyecto a 20 años descontado a una tasa del 14,71% es igual a **USD 279.305**.
- La Tasa Interna de Retorno (TIR) es **25,56%**.
- El Período de Recuperación del Capital (PRC) es de **7 años**.

5.8 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Las tablas siguientes resumen la sensibilidad del VAN y la TIR del proyecto frente a variaciones en 2 variables clave o *drivers* en un rango de +/- 20%:

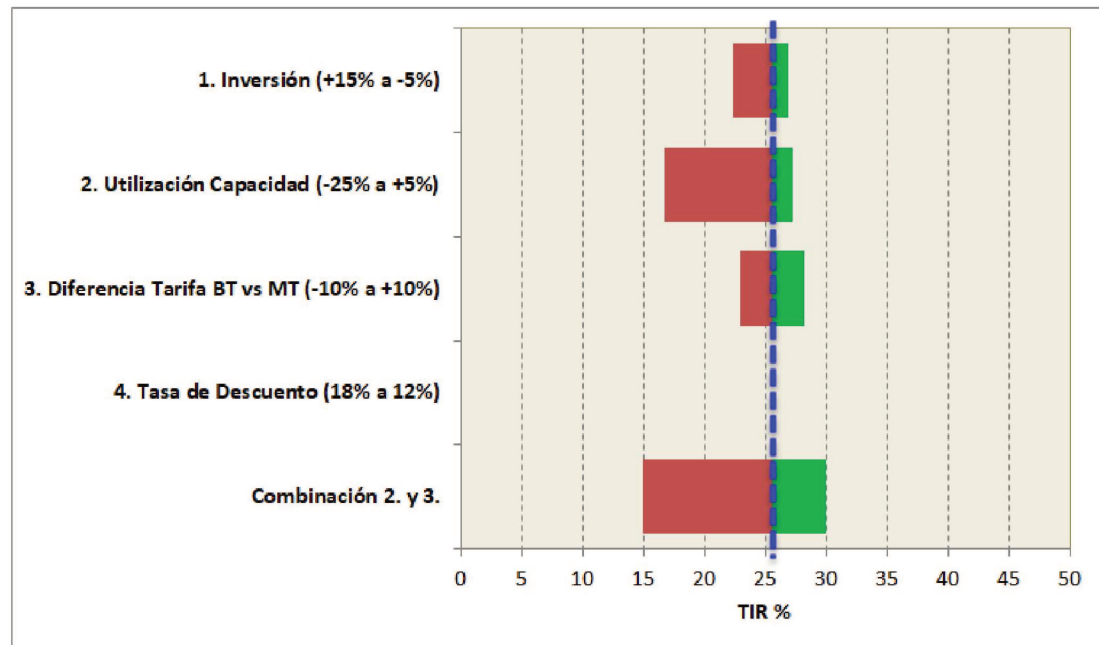
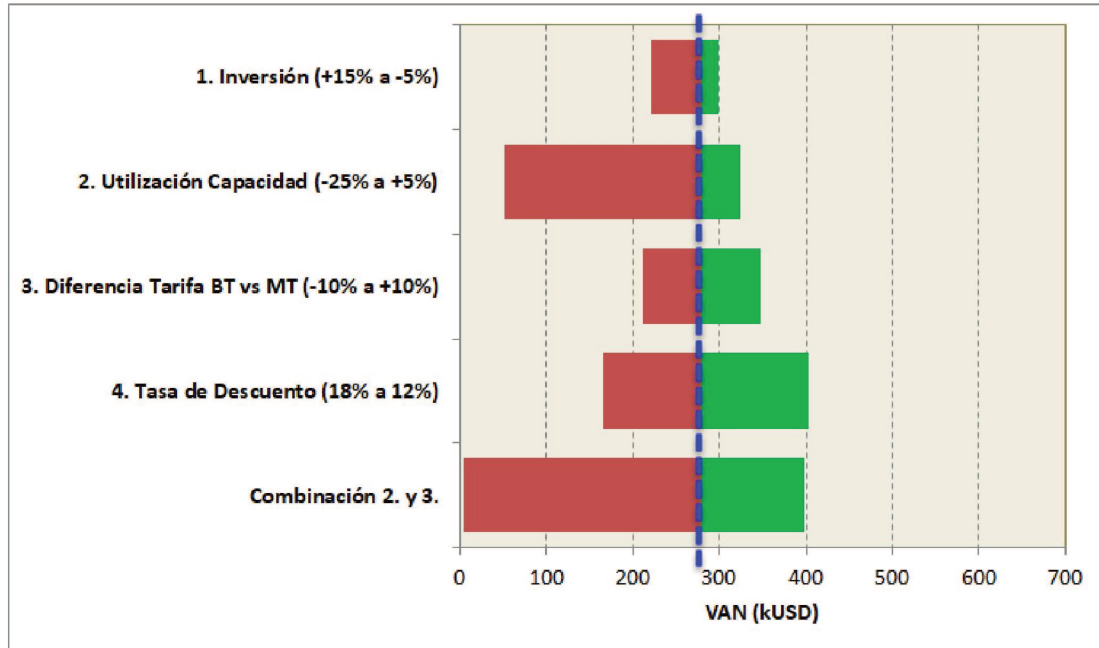
VAN (kUSD)		UTILIZACIÓN CAPACIDAD ELÉCTRICA INSTALADA				
		-20%	-10%	0%	10%	20%
INVERSIÓN	-20%	173,6	265,2	356,5	447,9	539,5
	-10%	135,0	226,6	317,9	409,3	500,9
	0%	96,4	187,8	279,3	370,8	462,3
	10%	57,9	149,4	240,7	332,2	423,8
	20%	19,3	110,9	202,2	293,6	385,2

TIR		UTILIZACIÓN CAPACIDAD ELÉCTRICA INSTALADA				
		-20%	-10%	0%	10%	20%
INVERSIÓN	-20%	23,22	27,51	31,73	35,92	40,10
	-10%	20,66	24,53	28,32	32,07	35,80
	0%	18,58	22,11	25,56	28,97	32,35
	10%	16,84	20,11	23,29	26,41	29,50
	20%	15,37	18,42	21,37	24,26	27,12

VAN (kUSD)		UTILIZACIÓN CAPACIDAD ELÉCTRICA INSTALADA				
		-20%	-10%	0%	10%	20%
DIFERENCIA TARIFA BT vs MT	-20%	-4,2	69,0	142,1	215,3	288,5
	-10%	46,1	128,4	210,7	293,0	375,3
	0%	96,4	187,8	279,3	370,8	462,3
	10%	146,6	247,3	347,9	448,5	549,1
	20%	196,9	306,7	416,4	526,2	635,9

TIR		UTILIZACIÓN CAPACIDAD ELÉCTRICA INSTALADA				
		-20%	-10%	0%	10%	20%
DIFERENCIA TARIFA BT vs MT	-20%	14,54	17,49	20,36	23,15	25,91
	-10%	16,58	19,82	22,98	26,08	29,14
	0%	18,58	22,11	25,56	28,97	32,35
	10%	20,53	24,36	28,12	31,84	35,53
	20%	22,45	26,59	30,66	34,69	38,70

Complementariamente los siguientes diagramas, por otra parte, reflejan la respuesta del VAN y la TIR del proyecto a las variaciones en los valores asumidos para determinadas variables clave. Para cada *driver* en cuestión se define un rango de variación, que apunta a cubrir los escenarios de mayor probabilidad de ocurrencia, en función de la mejor información disponible:



5.9 FINANCIAMIENTO

CINTER tendría la posibilidad de tomar un préstamo para financiar parcial o totalmente la inversión necesaria. En Argentina existen diferentes líneas públicas de crédito que podrían utilizarse, como por ejemplo la Línea LIP para inversiones productivas, o un préstamo del Banco Nación o del BICE. Y por supuesto también existe la alternativa de acudir a los bancos privados.

En cualquier caso, la decisión de financiamiento estará sujeta al flujo de fondos del negocio, que se construye agregando al flujo de fondos del proyecto el efecto de la financiación. El resultado dependerá principalmente del monto, la tasa de interés, los plazos de amortización del capital y pago de intereses, y la variación en el impuesto a las ganancias por el costo financiero.

De acuerdo a estas variables se definirá o no su conveniencia, pero es posible establecer un criterio mínimo a satisfacer: **la TIR del proyecto debe ser mayor a la Tasa de Interés del préstamo, neta del impuesto a las ganancias**. En tal caso, se produce un efecto apalancamiento positivo en el rendimiento del capital, cuya magnitud será proporcional al monto, al plazo y al valor de esa diferencia entre tasas.

El valor de la TIR para el caso base del proyecto es *25,56 %*. La Tasa de Interés neta del impuesto a las ganancias se calcula como *tasa del préstamo $\times (1 - 0,35)$* . Se tiene entonces que la Tasa de Interés máxima en dólares a pagar por el financiamiento es igual a *TIR / 0,65*, es decir, no debería tomarse un préstamo cuya tasa sea superior a **39,32 %**.

6. CONCLUSIONES

El cambio en las condiciones de suministro de energía eléctrica para la empresa CINTER S.R.L. desde la situación actual en baja tensión hacia un escenario de media tensión resulta en un proyecto técnica y económicamente viable.

Frente a una prospectiva de crecimiento sostenido en los próximos años, el consumo eléctrico que demandaría la empresa justifica la transición, y la posicionaría además en una categoría más acorde a su realidad. Es posible presentar una serie de oportunidades y también de los riesgos asociados a la factibilidad económica de la propuesta.

Entre las oportunidades destacan el Valor Actual Neto positivo y una TIR competitiva. Asumiendo además que no hay ninguna mejora en la eficiencia energética de la empresa, lo cual es una premisa conservadora, para una utilización del 75% de la capacidad instalada se pasaría de un valor de 0,13 dólares el kWh a un valor de 0,095 dólares el kWh, una disminución del 27%. Es decir, la tonelada producida demandaría 70 dólares de energía eléctrica frente a los históricos 95 dólares.

Del mismo modo, una mejora en las variables macroeconómicas del país, que conlleven una reducción de algunos puntos básicos en la tasa de descuento adoptada, harían el proyecto aún más atractivo. Es de esperar también que frente a un sinceramiento tarifario inminente, la diferencia monetaria entre las tarifas eléctricas de baja y media tensión se sostenga o llegue incluso a incrementarse.

Los riesgos responden principalmente a la volatilidad y la incertidumbre industrial de la Argentina. Si los próximos años son de nulo o bajo crecimiento y el PBI no aumenta a tasas mínimas del 2,5 % anual, es difícil prever una recuperación sostenida en la utilización de la capacidad instalada en la empresa, que posibiliten el retorno de la inversión.

Por otra parte, el monto requerido para llevar adelante el proyecto es equivalente a una nueva máquina de corte, a una estación de perforado, o a 10 soldadoras semiautomáticas. La propuesta competirá sin dudas con otras opciones por el uso del capital, y será la Dirección quien termine definiendo las prioridades.

La recomendación es que una vez confirmado el sendero de recuperación del país y con negocios de envergadura en posición de concretarse, se contemple firmemente la ejecución del proyecto.

7. ANEXO

CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO

La tasa de descuento representa una medida de la rentabilidad mínima que se exige al proyecto según su riesgo, de manera que el retorno esperado permita cubrir la totalidad de la inversión inicial, los egresos de la operación y la rentabilidad que el inversionista le exige a su propio capital invertido.

Para su cálculo en este proyecto, se utilizó un modelo de valoración de activos financieros, *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, el cual se fundamenta en que el único riesgo que afecta la rentabilidad es el riesgo de mercado, dado que el riesgo propio se elimina mediante una correcta diversificación de la cartera de inversiones.

Se utiliza entonces la siguiente ecuación, adaptada a países emergentes:

$$K = R_f + \beta (R_m - R_f) + RP$$

Donde:

K: Retorno esperado del capital

R_f: Tasa libre de riesgo

β: Medida del riesgo de la empresa

R_m: Retorno esperado del mercado

RP: Riesgo País de Argentina

A los fines de este proyecto se presentan a continuación los valores establecidos para dichos parámetros.

Tasa libre de riesgo (R_f): Es el rendimiento de una inversión en donde el retorno real es igual al retorno esperado. Se opta por la tasa de rendimiento de los bonos del Tesoro de Estados Unidos para un período de evaluación de los últimos 5 años (*Investing.com*): **1,34 %**

Beta (β): Se trata de una medida del riesgo, representado a partir de la contribución marginal de riesgo que un activo agrega a un portafolio de mercado bien diversificado. Se establece la misma por comparables, a través de información disponible en Internet (*Investing.com*) del Benchmarking entre diferentes empresas metalúrgicas a nivel internacional: **0,67**.

Retorno esperado del mercado (R_m): Se utiliza un índice que sea lo más representativo posible, como es el caso del S&P 500, que se obtiene a partir de los valores financieros de las 500 empresas más importantes de Estados Unidos. Se toma el promedio de los valores de los últimos 20 años (*finance.yahoo.com*): **11,6 %**.

Riesgo País (RP): Representa la diferencia que existe entre un título público emitido por el gobierno de un país y un título de características similares emitido por el Tesoro de Estados Unidos. El valor considerado para Argentina es el promedio de los últimos 15 años (*ambito.com*), con el objetivo de eliminar picos inusuales del mismo, igual a 650 puntos básicos. Es decir, una sobretasa de **6,5 %**.

Se obtiene entonces:

$$K = R_f + \beta (R_m - R_f) + RP$$

$$K = 0,0134 + 0,67 (0,116 - 0,0134) + 0,065$$

$$K = 0,1471$$

$$K = \mathbf{14,71 \%}$$

8. BIBLIOGRAFÍA

- “Instalaciones eléctricas en media y baja tensión” – 8va Edición – José García Trasancos – Editorial Paraninfo
- “Introducción a la Planificación, Proyectos, Obras, Operación y Mantenimiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia” – Consejo Federal de la Energía Eléctrica – Secretaría de Energía.
- “Reglamento general para el suministro y comercialización del servicio eléctrico” – Empresa Provincial de la Energía – Santa Fe.
- Higiene y Seguridad en el Trabajo - Ley 19587/72, Decreto 351/79 y todas las reglamentaciones asociadas.
- Sapetnitzky y colaboradores: “Administración Financiera de las organizaciones”, Edic. Macchi. 2004.
- Brealey R. & Myers S: “Principios de Finanzas Corporativas”, McGraw Hill. 2003.
- Ross S., Westerfield R., & Jordan B.: “Fundamentos de Finanzas Corporativas” McGraw Hill Interamericana. 2018
- Samuelson P.A. y Nordhaus E.D.: “Economía”, McGraw Hill. 2002.
- <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia>
- <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- <https://www.argentina.gob.ar/enre>
- <https://www.epe.santafe.gov.ar/>