

A black and white photograph of an electrical substation. The image shows a series of tall metal poles supporting a complex network of power lines and insulators. The perspective is from a low angle, looking down a path that leads into the substation. The background is slightly blurred, showing more of the infrastructure and some distant structures. The overall tone is industrial and technical.

PLAN DE NEGOCIOS



INDICE

RESUMEN EJECUTIVO.....	3
ANTECEDENTES.....	4
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	6
DATOS HISTORICOS.....	7
ESCENARIOS.....	9
ÁREA DE INFLUENCIA.....	13
IDEA – NECESIDAD.....	17
VISIÓN – MISIÓN.....	17
OBJETIVOS.....	18
SOLUCIÓN PROPUESTA.....	18
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	18
LEYES Y NORMAS VIGENTES.....	21
ANÁLISIS FODA.....	22
PLANIFICACIÓN DE OBRAS.....	23
CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.....	24
DIAGRAMA GANTT.....	25
PRESUPUESTO.....	26
RIESGOS DEL MERCADO.....	26
PLAN DE MARKETING.....	27
ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO.....	28
FINANCIAMIENTO.....	28
RECUPERO DE LA INVERSIÓN.....	29
FLUJO DE FONDOS.....	29
RENTABILIDAD DEL PROYECTO.....	34
CONCLUSIONES FINALES.....	36



1. RESUMEN EJECUTIVO.

Hace unos años la región de Gualeguay viene experimentando un constante crecimiento económico en el ámbito de las actividades comerciales, industriales, agroindustriales y turísticas, lo que viene acompañado con un aumento en el consumo de energía eléctrica. Tal motivo ha llevado a que la Estación Transformadora Gualeguay, en un futuro no muy lejano, no se encontrará en condiciones de satisfacer los incrementos de la demanda de energía eléctrica. Esto se debe a una falta de planificación en el sector eléctrico. Por otra parte, esta estación transformadora es el único punto de abastecimiento de energía eléctrica a la región de Gualeguay.

Por esto es necesario la planificación de obras de que permitan satisfacer la demanda de energía que se espera en el corto, mediano y largo plazo para cumplir con los requerimientos de calidad del producto y servicio técnico. En la planificación se debe tener en cuenta la realización de proyectos que garanticen la disponibilidad de energía en la ciudad de Gualeguay para poder cubrir los futuros consumos.

En ésta ciudad, el servicio de distribución de energía eléctrica lo presta ENERSA. Por otra parte, casi todo el sistema de 132 kV de la provincia de Entre Ríos está a cargo de ENERSA. En la actualidad, dicha empresa compra la totalidad de la energía en el mercado eléctrico mayorista a precio estacional. La energía se adquiere en 132 kV, pagando peaje por el servicio de transporte y transformación.

Este proyecto propone el aumento de potencia instalada en la ET Gualeguay para abastecer la demanda durante los próximos 30 años. Por lo tanto, se podrá aumentar la capacidad de distribución en nuevas líneas de MT y en las ya existentes. De ésta manera, se garantiza un correcto servicio eléctrico durante estos años.

La solución propuesta promueve el desarrollo económico y el bienestar social de la población garantizando la calidad del servicio de energía eléctrica durante la vida útil del proyecto. Con esta solución se obtiene un gran beneficio económico para la empresa.



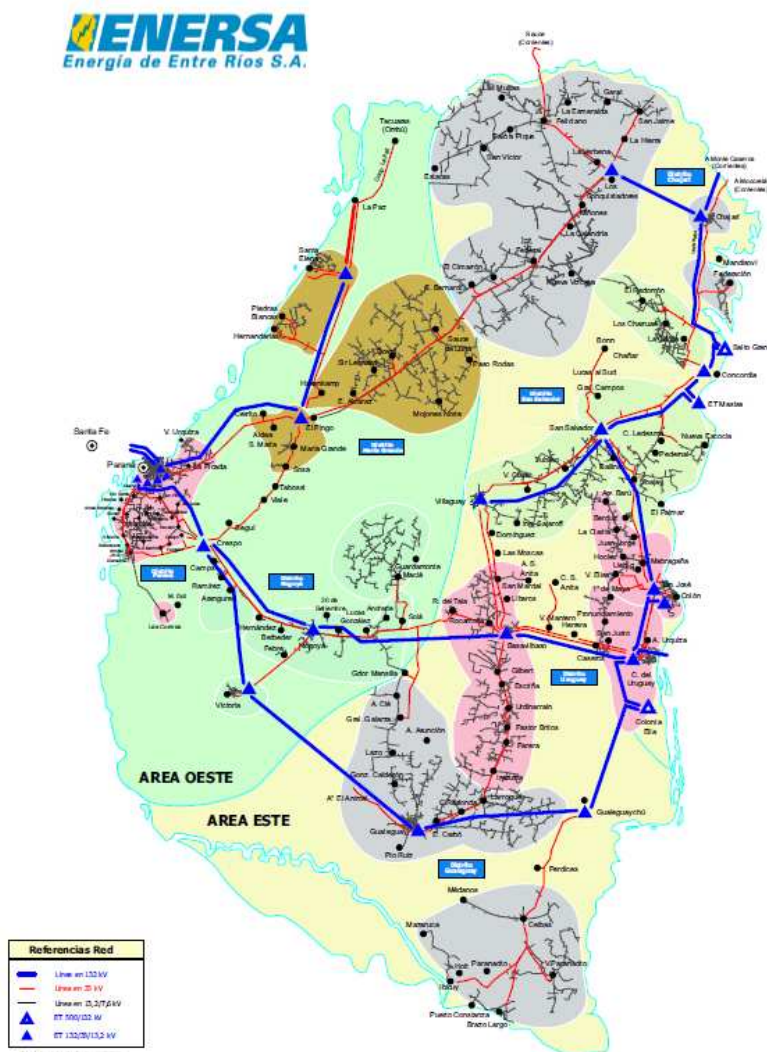
2. ANTECEDENTES.

La ciudad de Gualeguay es abastecida de energía eléctrica solamente a través de la Estación Transformadora Gualeguay. La misma es una estación transformadora de 132/33/13,2 kV con una potencia total instalada de 30 MVA, compuesta por dos transformadores de 15 MVA.

La empresa a cargo del sistema de 132 kV en la provincia de Entre Ríos es ENERSA, la cual es propietaria de dicha Estación Transformadora. A su vez, ésta empresa está a cargo del sistema de distribución en la región.

La Estación Transformadora forma parte del cierre del anillo sur de Entre Ríos, en 132 kV, siendo alimentada por la LAT Gualeguay desde la ET Gualeguaychu y por la LAT Victoria II desde la ET Victoria.

A continuación se muestra el esquema geográfico del sistema eléctrico en Entre Ríos.





Las salidas en MT se dividen en cuatro salidas de 33 kV y en siete salidas de 13,2 kV, alimentado la ciudad de Gualeguay y zonas aledañas. Los alimentadores de 33 kV abastecen parte de la demanda de otras ciudades, como son Villa Larroque y General Galarza, y parte de la electrificación rural de la zona se realiza mediante estos alimentadores.

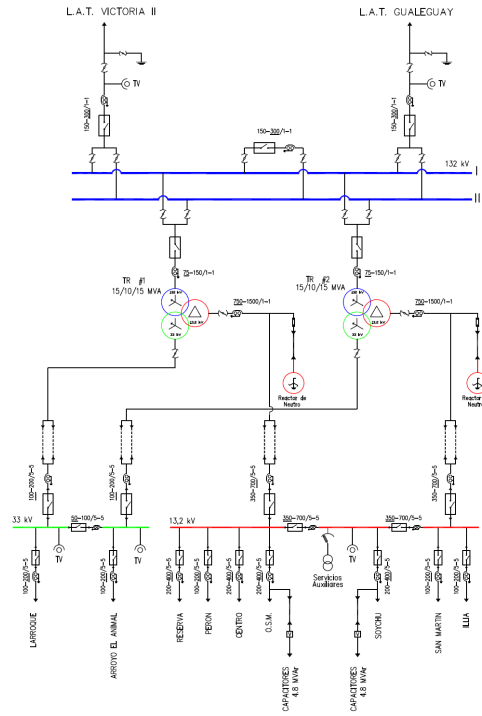
Los distribuidores de 13,2 kV abastecen la totalidad de la demanda en la ciudad de Gualeguay y parte de la electrificación rural comprendida por los asentamientos Puerto Ruiz, E. Carbó, C. Redonda, Gonzales Calderón, Lazo y Aldea Asunción se realiza mediante estos distribuidores.

La industria más importante de la región es el frigorífico de aves Soychú, la cual tiene un consumo de aproximadamente 7 MVA, y es abastecido por un distribuidor exclusivo para la empresa.

Hace unos años que la región de Gualeguay viene experimentando un continuo desarrollo económico debido al crecimiento industrial, principalmente del sector avícola. Tal crecimiento ha impulsado un proyecto para la creación de un parque industrial en la ciudad de Gualeguay.

Actualmente no presenta problemas de demanda, pero se estima que la misma crecerá y a fines del año 2020 la región se encontrará con problemas de abastecimiento de energía eléctrica. En estas condiciones es necesario el aumento de potencia instalada en la estación transformadora u otra alternativa que garantice un correcto suministro de energía.

A continuación se muestra el esquema unifilar de la Estación Transformadora Gualeguay.

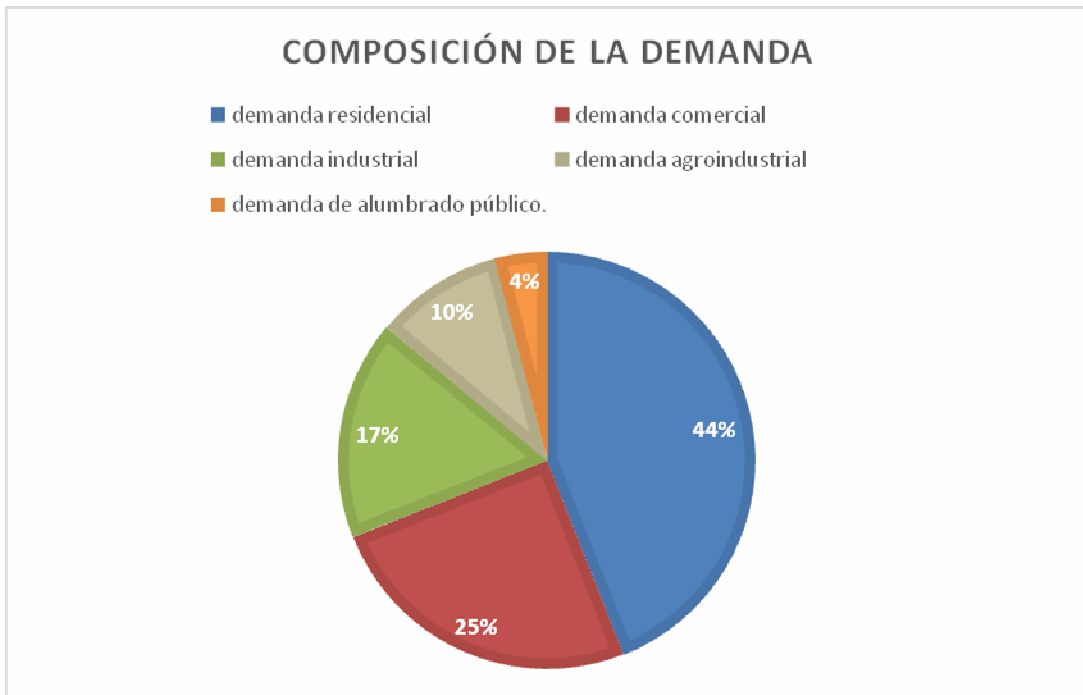


3. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.

En este apartado se estudia el comportamiento de la demanda del sistema de distribución en la región de Gualeguay, con el objetivo de estimar cuál será la demanda de energía eléctrica que deberá sustentar dicho sistema en los próximos 30 años.

La demanda está compuesta por:

- demanda residencial.
- demanda comercial.
- demanda industrial.
- demanda agroindustrial.
- demanda de alumbrado público.



3.1. DATOS HISTÓRICOS.

El método utilizado para estimar la demanda máxima es una proyección lineal basada en las mediciones históricas registradas en la ET, que representa el comportamiento futuro de la demanda en función de sus datos de explotación registrados.

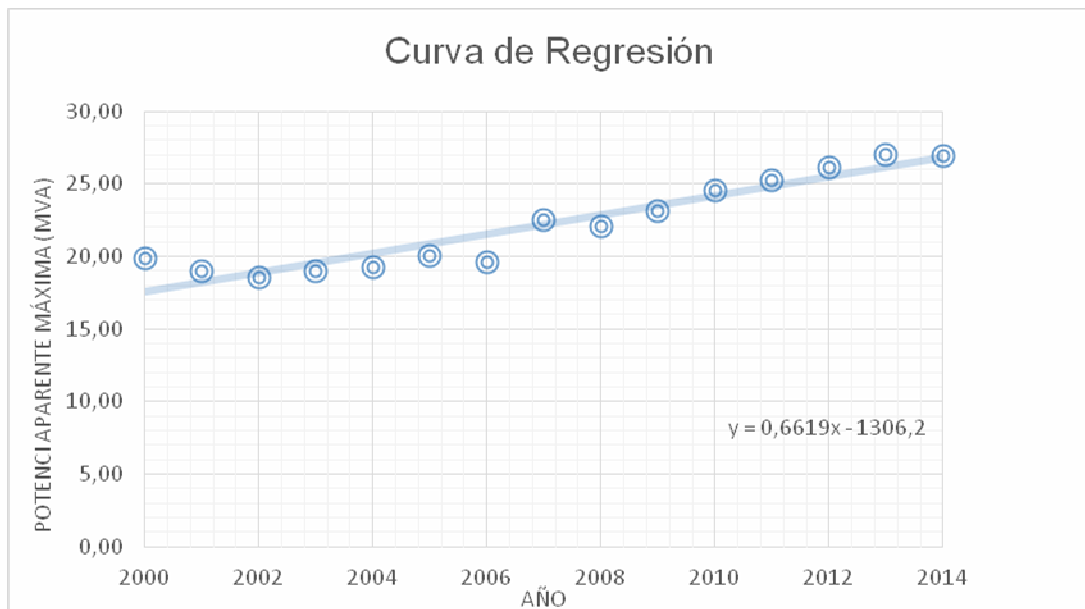
La siguiente tabla muestra las demandas máximas históricas de la región de Gualeguay a partir del año 2000. Estos datos fueron brindados por el personal de ENERSA.

Periodo	Potencia aparente máxima (MVA)
2000	19,85
2001	18,94
2002	18,53
2003	19,00
2004	19,25
2005	20,02



2006	19,61
2007	22,48
2008	22,06
2009	23,08
2010	24,58
2011	25,27
2012	26,13
2013	26,99
2014	26,91

A partir de estos datos se realizó un análisis de regresión estadística, donde se grafican estos valores y se obtiene la tasa media de crecimiento en la demanda energética correspondiente a la región de Gualeguay. Dicha tasa es 0,6619 MVA/año.

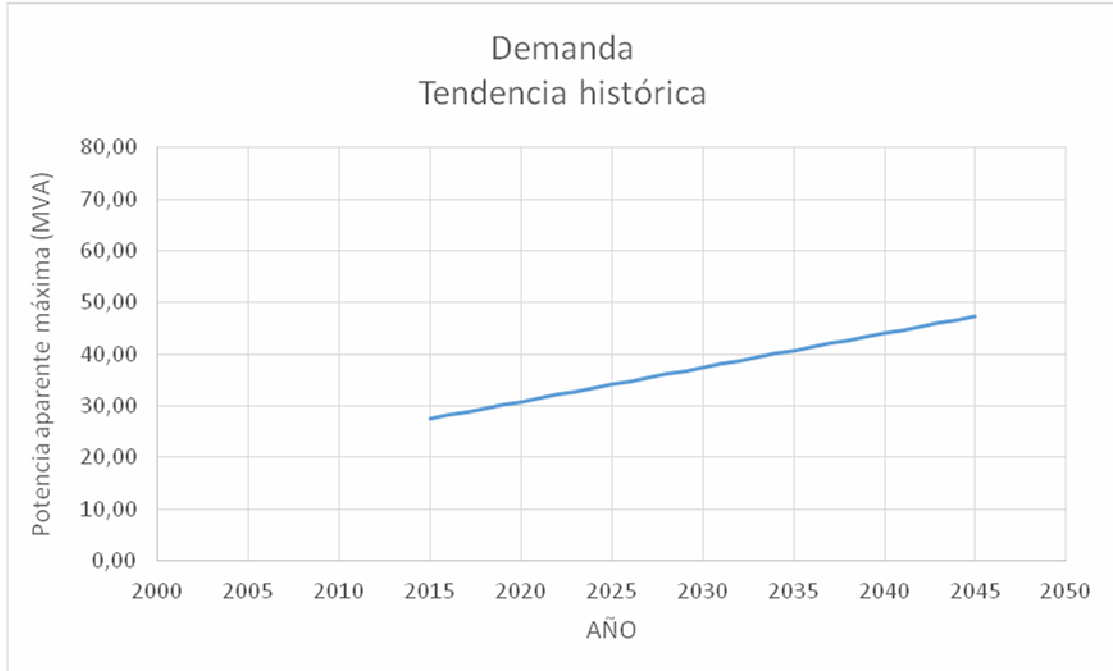


Con los resultados de este análisis, realizamos una extrapolación para obtener la demanda de los próximos años.

Periodo	Potencia aparente máxima (MVA)	Periodo	Potencia aparente máxima (MVA)
2015	27,53	2031	38,12
2016	28,19	2032	38,78
2017	28,85	2033	39,44
2018	29,51	2034	40,10
2019	30,18	2035	40,77
2020	30,84	2036	41,43
2021	31,50	2037	42,09
2022	32,16	2038	42,75
2023	32,82	2039	43,41
2024	33,49	2040	44,08
2025	34,15	2041	44,74
2026	34,81	2042	45,40



2027	35,47	2043	46,06
2028	36,13	2044	46,72
2029	36,80	2045	47,39
2030	37,46		



3.2. ESCENARIOS.

A continuación se plantean tres escenarios para la estimación de la demanda máxima. El método, para dicha estimación de la demanda, es el utilizado por ENERSA, el cual es una proyección lineal basada en una tasa de crecimiento aproximada a partir del año 2014.

Los tres escenarios estudiados para la región de Gualeguay son:

- Escenario Pesimista: 2% anual.
- Escenario Intermedio: 4,5% anual.
- Escenario Optimista: 6% anual.


3.2.1. Escenario pesimista.

Tasa de crecimiento del 2% anual.

Periodo	Potencia aparente máxima (MVA)	Transformadores en servicio
2014	26,91	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2015	27,44	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2016	27,98	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2017	28,52	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2018	29,06	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2019	29,60	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2020	30,13	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2021	30,67	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2022	31,21	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2023	31,75	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2024	32,29	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2025	32,83	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2026	33,36	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2027	33,90	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2028	34,44	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2029	34,98	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2030	35,52	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2031	36,05	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2032	36,59	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2033	37,13	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2034	37,67	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2035	38,21	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2036	38,74	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2037	39,28	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2038	39,82	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2039	40,36	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2040	40,90	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2041	41,44	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2042	41,97	T1 15 MVA) - T2 (30 MVA)
2043	42,51	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2044	43,05	T1 15 MVA) - T2 (30 MVA)
2045	43,59	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)

En el cuadro anterior se muestra la evolución de la potencia máxima demandada para un crecimiento del 2 %. En el mismo se observa en color naranja cuando será necesario la incorporación de los transformadores. En el año 2026 será necesaria la implementación del primer transformador de 30 MVA, y en el año 2056 será necesaria la implementación del segundo transformador de 30 MVA.


3.2.2. Escenario intermedio.

Tasa de crecimiento del 4,5% anual.

Periodo	Potencia aparente máxima (MVA)	Transformadores en servicio
2014	26,91	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2015	28,12	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2016	29,33	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2017	30,54	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2018	31,75	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2019	32,96	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2020	34,17	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2021	35,38	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2022	36,59	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2023	37,80	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2024	39,01	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2025	40,22	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2026	41,44	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2027	42,65	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2028	43,86	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2029	45,07	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2030	46,28	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2031	47,49	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2032	48,70	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2033	49,91	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2034	51,12	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2035	52,33	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2036	53,54	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2037	54,75	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2038	55,96	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2039	57,18	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2040	58,39	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2041	59,60	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2042	60,81	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2043	62,02	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2044	63,23	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2045	64,44	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)

En el cuadro anterior se muestra la evolución de la potencia máxima demandada para un crecimiento del 4,5 %. En el mismo se observa en color naranja cuando será necesario la incorporación de los transformadores. En el año 2020 será necesaria la implementación del primer transformador de 30 MVA, y en el año 2033 será necesaria la implementación del segundo transformador de 30 MVA. Y en el año 2046 será necesario aumentar nuevamente la capacidad de la ET Gualeguay o buscar otra alternativa para abastecer la demanda de la región de Gualeguay.



3.2.3. Escenario optimista.

Tasa de crecimiento del 6% anual.

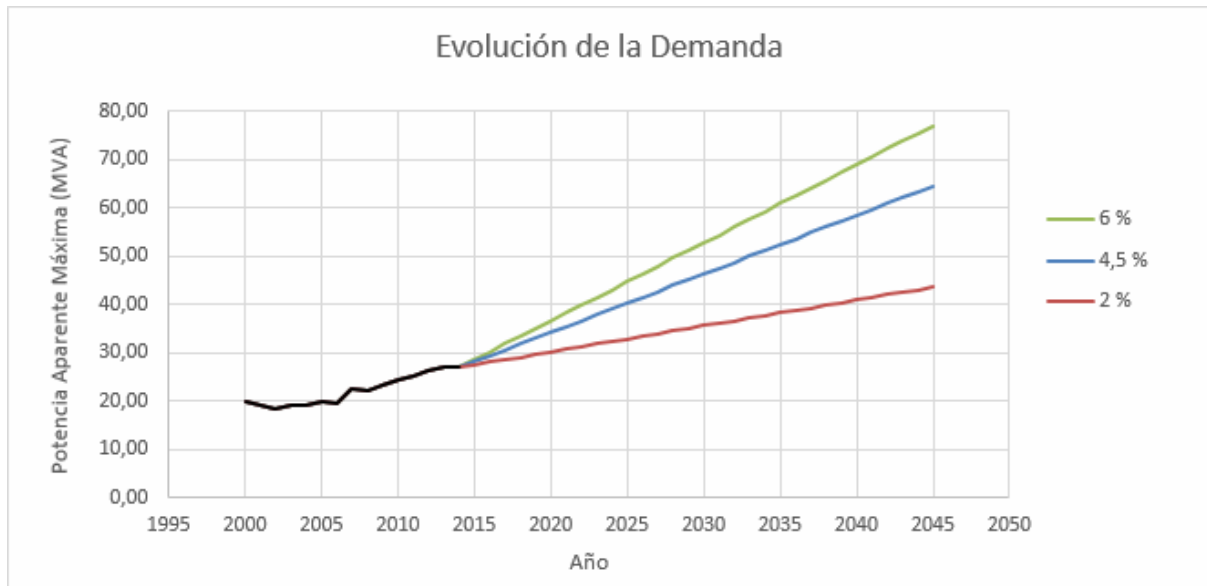
Periodo	Potencia aparente máxima (MVA)	Transformadores en servicio
2014	26,91	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2015	28,52	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2016	30,13	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2017	31,75	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2018	33,36	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2019	34,98	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2020	36,59	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2021	38,21	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2022	39,82	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2023	41,44	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2024	43,05	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2025	44,66	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2026	46,28	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2027	47,89	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2028	49,51	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2029	51,12	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2030	52,74	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2031	54,35	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2032	55,96	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2033	57,58	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2034	59,19	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2035	60,81	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2036	62,42	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2037	64,04	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2038	65,65	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2039	67,26	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2040	68,88	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2041	70,49	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2042	72,11	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2043	73,72	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2044	75,34	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2045	76,95	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)

En el cuadro anterior se muestra la evolución de la potencia máxima demandada para un crecimiento del 6 %. En el mismo se observa en color naranja cuando será necesario la incorporación de los transformadores. En el año 2018 será necesaria la implementación del primer transformador de 30 MVA, y en el año 2028 será necesaria la implementación del segundo transformador de 30 MVA. Y en el año 2039 será necesario aumentar



nuevamente la capacidad de la ET Gualeguay o buscar otra alternativa para abastecer la demanda de la región de Gualeguay.

A continuación se muestra un gráfico donde se compara la evolución de la demanda, para los distintos escenarios, durante treinta años.



Teniendo en cuenta que la ET Gualeguay es la única alimentación para la región, el proyecto se realiza para aumentar la capacidad de la ET en un 100%. Es decir, se reemplazarán los dos transformadores de 15 MVA por otros dos transformadores de 30 MVA, aumentando significativamente la confiabilidad del sistema.

De esta manera se podrá satisfacer la demanda de energía eléctrica en la región de Gualeguay durante los próximos treinta años.

4. ÁREA DE INFLUENCIA.

El área de influencia del proyecto está determinada por el área de influencia de los alimentadores en 33 kV y de los distribuidores en 13,2 kV. Ésta comprende la ciudad de Gualeguay, localidades aledañas como Villa Larroque, General Galarza y otros asentamientos, y la electrificación rural de la zona.

Alimentador Larroque (33kV). El alimentador Larroque abastece de energía eléctrica a parte de la ciudad de Villa Larroque, actualmente el consumo de la ciudad demandado al alimentador llega a los 7 MVA. La línea tiene una longitud de 34 km, una disposición triangular, conductores de Al/Ac de 120/20 mm² de sección, un hilo de guardia de Ac 35 mm² y torres de H⁰A⁰.

Alimentador General Galarza (33kV). El alimentador General Galarza abastece de energía eléctrica a parte de la ciudad de General Galarza, actualmente el consumo de la ciudad demandado al alimentador llega a los 5 MVA. La línea tiene una longitud de 45



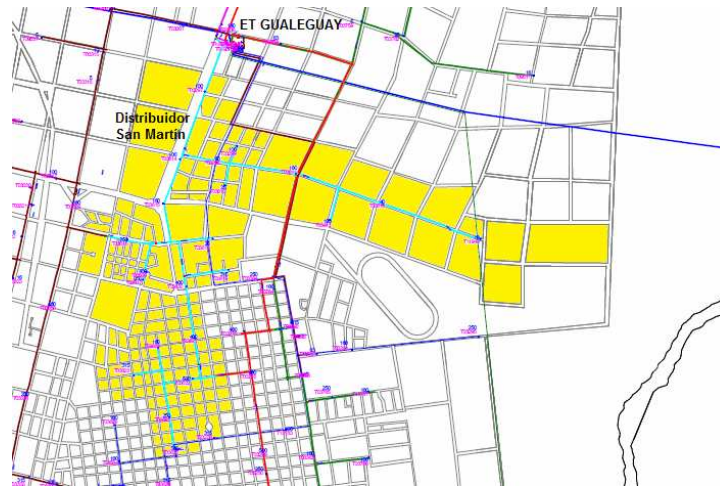
km, una disposición triangular, conductores de Al/Ac de 120/20 mm² de sección, un hilo de guardia de Ac 35 mm² y torres de H⁰A⁰.

Alimentador Arroyo El Animal (33 kV). El alimentador Arroyo El Animal abastece de energía eléctrica a la zona rural del noroeste de la ciudad, actualmente posee muy poca carga, el consumo demandado al alimentador no supera los 0,2 MVA. La línea tiene una longitud de 20 km, una disposición coplanar horizontal, conductores de Al/Ac de 70/12 mm² de sección, un hilo de guardia de Ac 35 mm² y torres de H⁰A⁰.

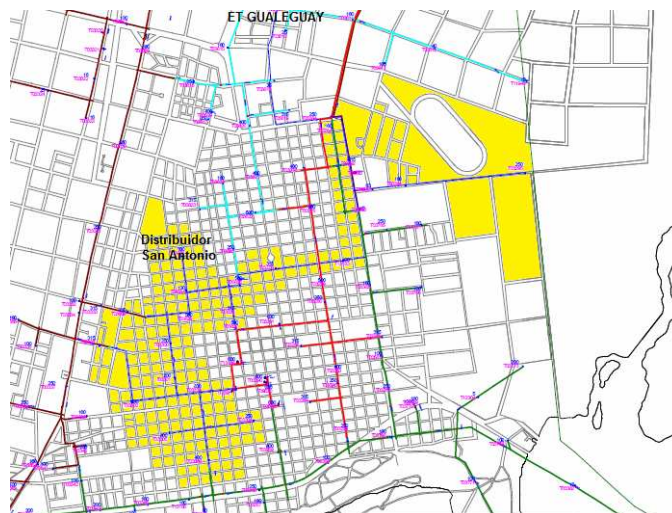
Distribuidor Frigorífico Soychú (13,2 kV). El distribuidor Soychú es un alimentador exclusivo para el frigorífico de aves Soychú que abastece su demanda de energía eléctrica, actualmente tienen una demanda máxima de casi 7 MVA. La línea tiene una disposición coplanar vertical, conductores de Cu de 240 mm² de sección y torres de H⁰A⁰.



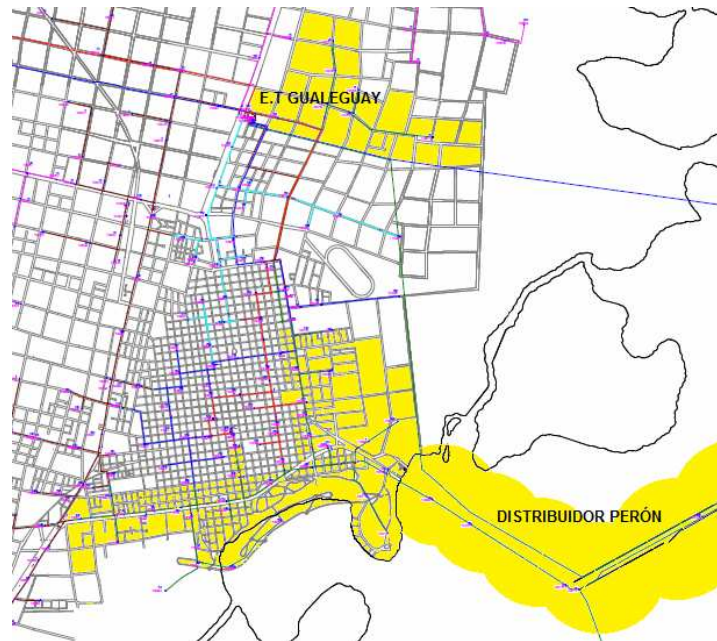
Distribuidor San Martín (13,2 kV). El distribuidor San Martín se distribuye en la zona noreste de la ciudad abasteciendo de energía eléctrica dicha zona, actualmente tienen una demanda máxima de 3,5 MVA. La línea tiene una disposición coplanar horizontal, conductores de Al de 70 mm² de sección y torres de H⁰A⁰.



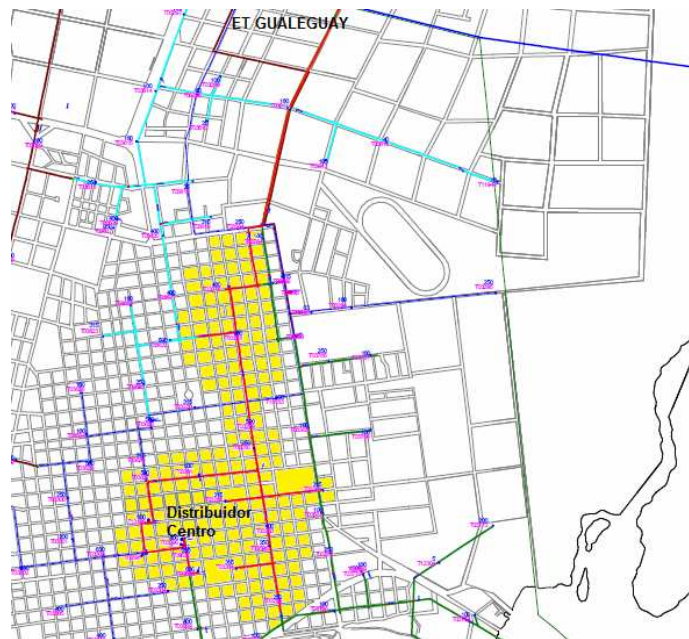
Distribuidor San Antonio (13,2 kV). El distribuidor San Antonio atraviesa la concentración urbana de la ciudad desde la zona noreste hasta la zona suroeste de la ciudad abasteciendo de energía eléctrica dichas zonas, actualmente tienen una demanda máxima de 5 MVA. La línea tiene una disposición coplanar vertical con aisladores line post, conductores de Al de 185 mm² de sección y torres de H⁰A⁰.



Distribuidor Perón (13,2 kV). El distribuidor Perón atraviesa a la ciudad desde la zona norte hasta la zona sur de la ciudad abasteciendo de energía eléctrica principalmente a la zona sur de la ciudad y a la electrificación rural sur hasta la localidad de Enrique Carbó, actualmente tienen una demanda máxima de 4,5 MVA. La línea tiene una disposición coplanar vertical, conductores de Al de 185 mm² de sección y torres de H⁰A⁰.



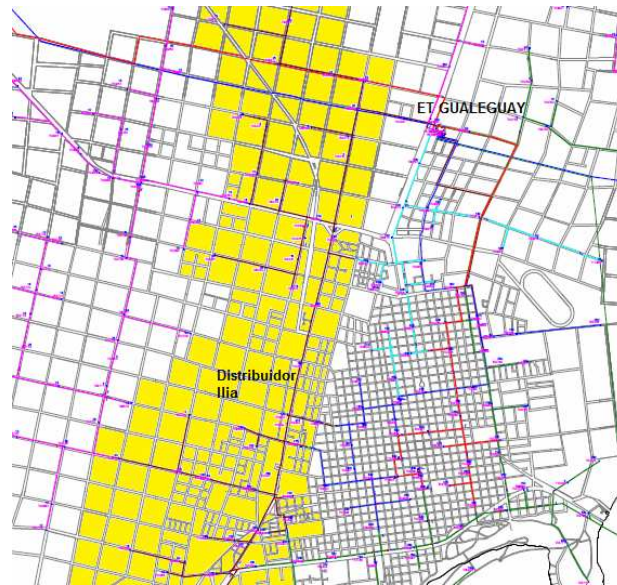
Distribuidor Centro (13,2 kV). El distribuidor Centro se distribuye en la parte céntrica de la ciudad abasteciendo de energía eléctrica a dicha zona, actualmente tienen una demanda máxima de 5 MVA. La línea tiene una disposición coplanar horizontal, conductores de Al de 185 mm² de sección y torres de H⁰A⁰.



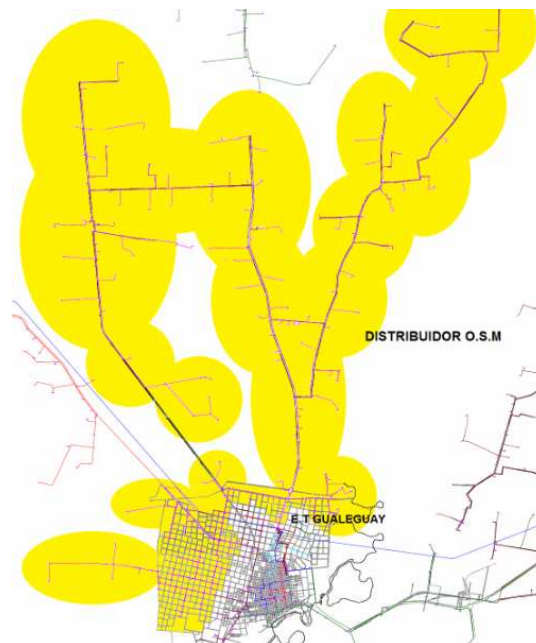
Distribuidor Illia (13,2 kV). El distribuidor Illia se distribuye rodeando a la parte oeste de la ciudad abasteciendo de energía eléctrica a dicha zona y parte de la electrificación rural hasta la localidad de Puerto Ruiz, actualmente tienen una demanda máxima de 4,7 MVA.



La línea tiene una disposición coplanar horizontal, conductores de Al de 185 mm² de sección y torres de H^ºA^º.



Distribuidor O.S.M. (13,2 kV). El distribuidor O.S.M. principalmente se distribuye en la zona rural que se encuentra al norte y oeste de la ciudad abasteciendo de energía eléctrica a dicha zona rural y también a las localidades de Aldea Asunción, Lazo y G. Calderón, actualmente tienen una demanda máxima de 1,3 MVA. La línea tiene una disposición coplanar horizontal, conductores de Al de 120 mm² de sección y postes de madera.



5. IDEA - NECESIDAD.

La ampliación de la ET se debe a las siguientes necesidades:



- Actualmente la potencia instalada en la ET, es insuficiente para abastecer la demanda de energía eléctrica en los próximos años.
- La ET es el único punto de abastecimiento para la región, con lo cual, una falla puede provocar la desvinculación del servicio eléctrico de manera parcial o total.
- El crecimiento en las diferentes áreas comerciales, industriales y turísticos en la zona estudiada producirá un aumento en el consumo de energía eléctrica.
- La empresa distribuidora de la energía eléctrica en la ciudad debe garantizar la calidad del servicio.

6. VISIÓN - MISIÓN.

Visión.

Mantener los lineamientos que llevan a la empresa a ser referente en calidad de gestión de servicios públicos, orientada a la satisfacción integral de los usuarios y promotora del uso racional de los recursos energéticos, salvaguardando los más altos estándares en un marco de responsabilidad social y desarrollo sostenido.

Misión.

Realizar una obra por medio de la cual se logre satisfacer las necesidades energéticas de la región de manera eficiente y con costos mínimos para extraer el máximo beneficio posible, conservando el medio ambiente y promoviendo el desarrollo regional.

La misión de la empresa se expresa, día a día, en la búsqueda y la preocupación por la satisfacción del usuario del servicio.

7. OBJETIVOS.

- Poder satisfacer eficazmente la creciente demanda.



- Permitir el desarrollo económico de la región.
- Promover el desarrollo de nuevas actividades.
- Calidad y confiabilidad del servicio.
- Expansión del área de influencia.
- Mayor oferta de energía eléctrica.
- Aumentar la capacidad operativa en el sistema de distribución de MT.

8. SOLUCIÓN PROPUESTA.

Se propone en este proyecto el aumento de potencia instalada en la ET Gualeguay. Dicha ET tiene una potencia instalada de 30 MVA y se proyecta duplicarla para cumplir con la demanda durante los próximos 30 años.

Principalmente, la propuesta consta del reemplazo de los dos transformadores de 15 MVA por dos transformadores de 30 MVA y del equipamiento necesario para su correcto funcionamiento.

Uno de los dos transformadores de 15 MVA reemplazados quedaran en condición de reserva para ser utilizado en casos de falla en la ET Gualeguay y el otro quedara a disposición de la empresa, como reserva, para reubicarlo en cualquiera de las estaciones transformadoras pertenecientes a ENERSA.

Según los estudios realizados se debe reemplazar los transformadores y debido al aumento de potencia se deben reemplazar todas las celdas en el nivel de 13,2 kV.

Mediante estudios eléctricos se verifico que los componentes de la ET cumplan con requisitos especificados en las normas vigentes (IEC, AEA, IEEE e IRAM).



9. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

En este proyecto se presentan las características correspondientes al diseño conceptual para la ampliación de la estación transformadora, la cual comprende el reemplazo de los transformadores existentes y la reingeniería de los componentes relacionados con el funcionamiento de la ET.

Teniendo en cuenta que la elaboración del proyecto es una ampliación de la instalación actual, éste contiene los cálculos, modificaciones en el diseño y en algunos de sus componentes que no respondan a las solicitudes debidas a la ampliación.

En el proyecto se realiza la verificación de los componentes de la ET que estarán sometidos a nuevas exigencias debido al aumento de potencia instalada:

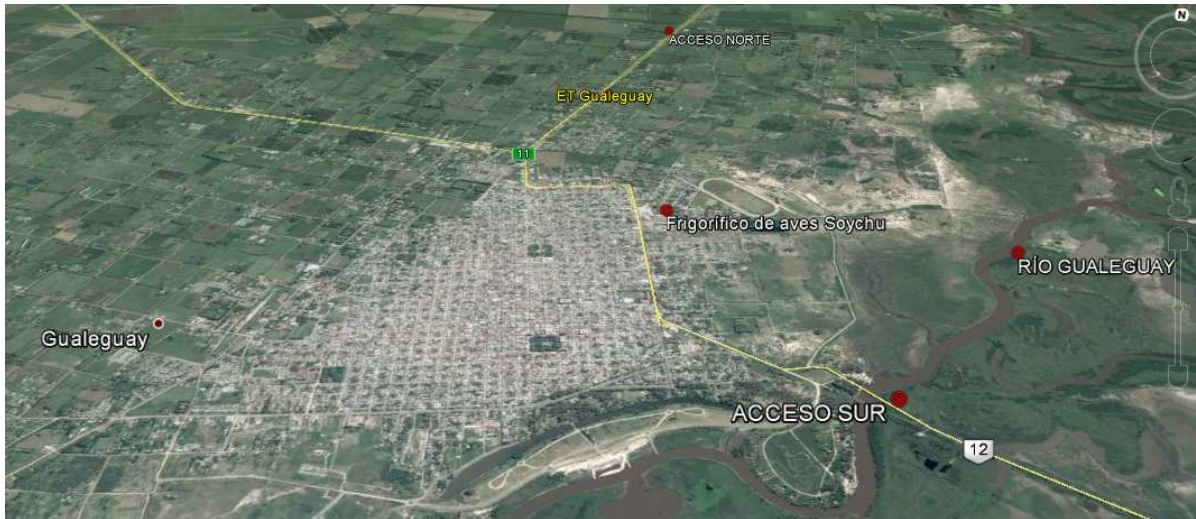
- Interruptores.
- Seccionadores.
- Transformadores de corriente.
- Transformadores de tensión.
- Descargadores de sobretensión.
- Malla de puesta a tierra.
- Sistemas de protección contra rayos.
- Barras y cables.
- Celdas.

De acuerdo a los estudios realizados se comprobó que la mayoría de los componentes existentes responden satisfactoriamente al aumento de potencia instalada en la ET, debiendo reemplazar solo los cables y celdas de 13,2 kV.



Ubicación.

La estación transformadora se encuentra ubicada al norte de la ciudad de Gualeguay, sobre la ruta nacional N° 12 en el km 233. Se encuentra alejada de la concentración poblacional, sobre el acceso norte de la ciudad.





10. LEYES Y NORMAS VIGENTES.

Ley N°24065 – Régimen de la Energía Eléctrica

Resolución N° 77/1998 SE Nación

Resolución N° 1169/08 SE Nación

Anexo I de la Resolución 153/14

Anexo II de la Resolución 153/14

AEA 95301 – Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media y Alta Tensión

AEA 95101 – Reglamentación sobre Líneas Subterráneas Exteriores de Energía y Telecomunicaciones

Reglamentación para estaciones transformadoras – AEA 95402.

Protecciones contra descargas eléctricas atmosféricas – IRAM 2184.

IEEE Guide for safety in AC substation grounding IEEE Std. 80 - 2000.

Transformadores de corriente – IRAM 2344 – 1.

Transformadores de tensión – IRAM 2344 – 2.

Descargadores de óxido metálico sin explosores para corriente alterna –IRAM 2344–1.

Interruptores – IEC 62271 - 100.

Seccionadores – IEC 62271 – 102.

Barras – IRAM 2358 e IRAM 2359.



11. ANÁLISIS FODA.

Fortalezas.

- Elevada vida útil.
- Costos de operación mínimos.
- Mantenimientos mínimos.
- Beneficio a corto plazo.
- Atenuación de sobrecargas de los componentes de la ET.
- Soporte ante máxima demanda.
- Aumento en la capacidad de distribución.
- Mínimo impacto socio-ambiental.
- Calidad y confiabilidad del servicio.

Oportunidades.

- Mayor oferta de energía.
- Expansión de la red de distribución zonal.
- Aumento del área de influencia del servicio eléctrico.
- Reducir el riesgo de fallas.
- Situar a la empresa como referente en el sector eléctrico.

Debilidades.

- Cortes programados del servicio durante la ejecución de las obras.
- Inversión inicial elevada.
- Necesidades de obras complementarias debido al aumento de potencia de la ET.



Amenazas.

- Costos adicionales de la obra por demora en la ejecución.
- Incremento de los costos financieros en función de la tasa Badlar
- Tasa de crecimiento inferior a la estimada.
- Decrecimiento de la actividad económica en la zona.
- Devaluación de la moneda.
- Disminución de beneficios tarifarios.
- Inseguridad jurídica.

12. PLANIFICACIÓN DE OBRAS.

La obra consiste en el reemplazo de los dos transformadores de potencia de la Estación Transformadora. Además se reemplazarán las celdas de 13,2 kV con todos sus equipos y los cables de acometida en MT.

De acuerdo a datos históricos de demanda en la región de Gualeguay, los meses del año en donde se registran los valores mínimos de demanda son septiembre y octubre. Por lo tanto, se planifica realizar las tareas en estos meses para poder suministrar energía eléctrica a la región con solo un transformador de 15 MVA.

La ejecución de la obra se debe programar de manera que el servicio se interrumpa durante el menor tiempo posible.

Se comenzará por el cambio de las celdas, el mismo se realizará instalando las celdas nuevas delante de las celdas existentes, las cuales se encontrarán en servicio. Luego, mediante cortes programados, se conectan las entradas y salidas a las nuevas celdas y se reemplaza los cables de acometida a las barras de 13,2 kV.

Paralelamente a estas tareas se reemplazará uno de los transformadores de 15 MVA, mientras el otro permanecerá en servicio. Una vez finalizada ésta tarea el nuevo transformador de 30 MVA podrá entrar en servicio, y así poder reemplazar el segundo transformador de 15 MVA.


12.1. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.

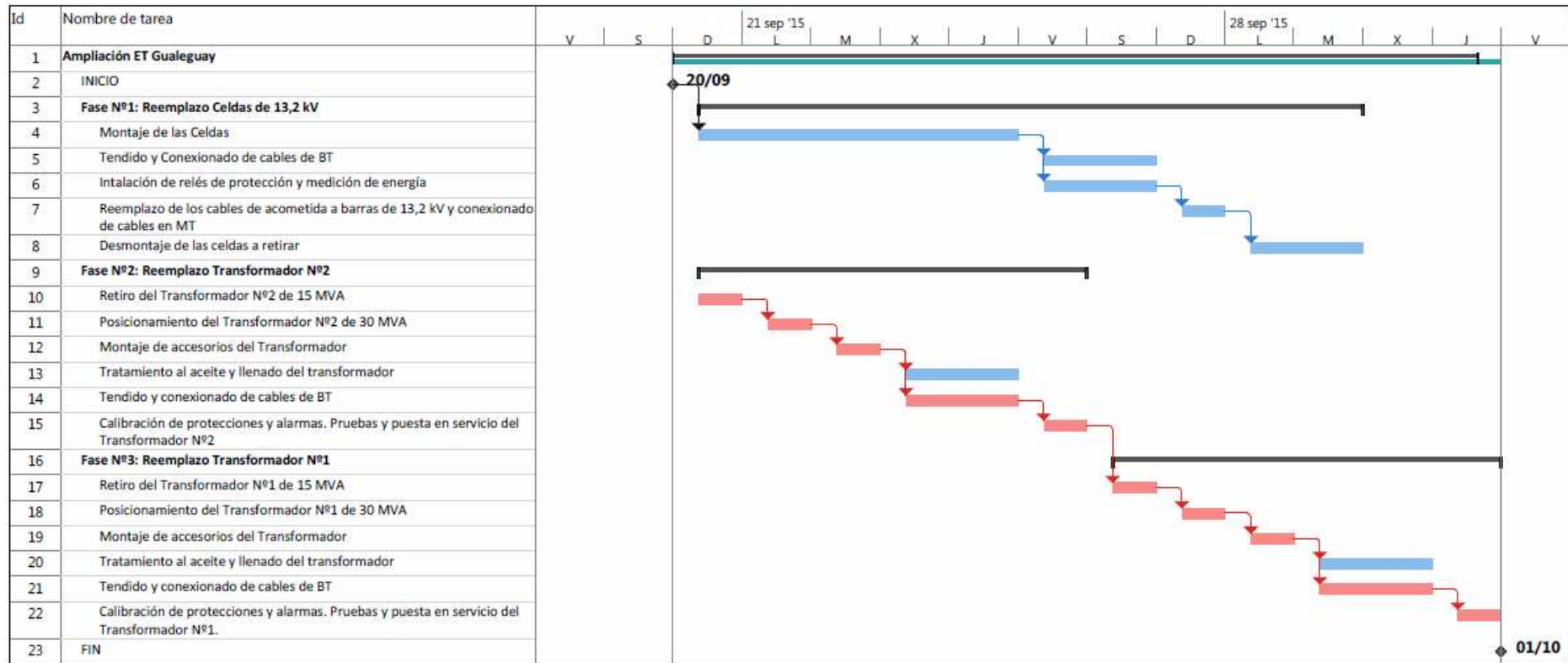
A continuación se muestra el cronograma de actividades para la ejecución del proyecto. El tiempo previsto para la realización de las obras es de 12 días. En la siguiente tabla se presenta el orden y la duración de cada una de las tareas.

Nombre de la Tarea	Duración
Aumento de potencia instalada en la ET	12 días
Montaje de las Celdas	5 días
Tendido y conexionado de cables de BT	2 días
Instalación de relés de protección y medición de energía	2 días
Corte Programado día domingo (mes septiembre)	6 hs
Reemplazo de los cables de acometida a barras de 13,2 kV Y Conexionado de cables de salida en MT	1 día
Desmontaje de las celdas a retirar	1 día
Retiro del Transformador N°2 de 15 MVA	1 día
Posicionamiento del Transformador N°2 de 30 MVA	1 día
Montaje de accesorios del Transformador	1 día
Tratamiento al aceite y llenado del transformador	2 días
Tendido y conexionado de cables de BT	2 días
Calibración de protecciones y alarmas Pruebas y puesta en servicio del Transformador N°2	1 día
Retiro del Transformador N°1 de 15 MVA	1 día
Posicionamiento del Transformador N°1 de 30 MVA	1 día
Montaje de accesorios del Transformador	1 día
Tratamiento al aceite y llenado del transformador	2 días
Tendido y conexionado de cables de BT	2 días
Calibración de protecciones y alarmas Pruebas y puesta en servicio del Transformador N°1	1 día



12.2. DIAGRAMA DE GANTT.

En el siguiente diagrama de Gantt se muestra la planificación de las tareas de manera más precisa. En él se pueden observar barras en color rojo indicando el camino crítico para la realización de las tareas.





13. PRESUPUESTO.

El siguiente cuadro presenta el presupuesto estimado para la realización del proyecto.

Provisión del equipamiento	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Transformador de potencia 30/20/30 MVA 132/33/13,2 kV	2	\$ 5.850.000,00	\$ 11.700.000,00
Celda de 13,2 kV correspondiente a la entrada del transformador	2	\$ 230.000,00	\$ 460.000,00
Celda de 13,2 kV correspondiente a la salida de distribuidor	7	\$ 186.120,00	\$ 1.302.840,00
Celda de 13,2 kV correspondiente al transformador de servicios auxiliares	1	\$ 85.756,00	\$ 85.756,00
Celda de 13,2 kV correspondiente al reactor de neutro	1	\$ 85.756,00	\$ 85.756,00
Celda de 13,2 kV correspondiente a acoplamiento longitudinal	2	\$ 186.000,00	\$ 372.000,00
Cables subterráneos XLPE unipolar de cobre 13,2 kV categoría II	1	\$ 208.560,00	\$ 208.560,00
Subtotal provisiones de equipamiento			\$ 14.214.912,00
Montaje y mano de obra electromecánica	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Transformador de potencia 30/20/30 MVA 132/33/13,2 kV	2	\$ 64.790,00	\$ 129.580,00
Celda de 13,2 kV correspondiente a la entrada del transformador	2	\$ 11.280,00	\$ 22.560,00
Celda de 13,2 kV correspondiente a la salida de distribuidor	7	\$ 11.280,00	\$ 78.960,00
Celda de 13,2 kV correspondiente al transformador de servicios auxiliares	1	\$ 9.756,00	\$ 9.756,00
Celda de 13,2 kV correspondiente al reactor de neutro	1	\$ 9.756,00	\$ 9.756,00
Celda de 13,2 kV correspondiente a acoplamiento longitudinal	2	\$ 10.589,00	\$ 21.178,00
Cables subterráneos XLPE unipolar de cobre 13,2 kV categoría II	1	\$ 18.856,00	\$ 18.856,00
Subtotal montaje y mano de obra electromecánica			\$ 290.646,00
Costos Varios	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Costos de ingeniería y planificación de obras (5% del total de la obra)	1	\$ 725.277,90	\$ 725.277,90
Subtotal costos varios			\$ 725.277,90
Total Costo proyecto			\$ 15.230.835,90



14. RIESGOS.

Riesgos del Mercado.

El riesgo más importante sobre el mercado es que el crecimiento real de la demanda de energía eléctrica sea menor al estimado, con esto los ingresos se verán reducidos.

La evolución del mercado emergente de energías renovables podría cubrir parte de la demanda futura de la región y así la demanda real, para la empresa, sería menor a la estimada.

Potencia instalada ociosa debida a la falta de inversión en distribución, con esto se impide extender el mercado a nuevos usuarios.

Riesgos Económicos.

El crecimiento de la economía puede ser menor al previsto.

Aumento elevado en el precio del cuadro tarifario, lo que podría provocar un estancamiento en el consumo de energía eléctrica.

Aumento de los costos financieros, lo cual podría llevar a la no rentabilidad de la inversión.

15. PLAN DE MARKETING.

Investigación del Mercado.

Desde el año 2003 el nivel de la actividad económica en la región se ha ido incrementando en mayor o menor medida. Existe un vínculo estrecho entre la demanda eléctrica y el crecimiento económico. En el mercado eléctrico, como primera aproximación, se pueden identificar dos grandes sectores de demanda eléctrica: el consumo residencial y el consumo industrial-comercial. El primer componente crece a largo plazo, por el crecimiento vegetativo de la población y el aumento de la dotación de electrodomésticos de los hogares, mientras que el segundo componente varía a lo largo del ciclo económico.

En la ciudad de Gualeguay el servicio de la distribución de la energía eléctrica está a cargo de la empresa ENERSA. El mercado eléctrico en el nivel de distribución es un monopolio natural, debido a la falta de competencia o de servicios basados en energías alternativas. La estación transformadora Gualeguay es el único punto de abastecimiento



de energía eléctrica de la región, con lo cual el servicio depende exclusivamente de dicha ET y por consiguiente es esencial para el desarrollo de la población.

El incremento en la demanda de energía hace que el proyecto en cuestión sea una obra vital para que la región cuente con un servicio eléctrico de calidad que colabore con el crecimiento económico.

La empresa a cargo del servicio eléctrico tiene la obligación de realizar las obras necesarias para poder ofrecer un correcto servicio y así fomentar el crecimiento del desarrollo económico de la región.

Segmentación.

El proyecto está dirigido a todos los usuarios de la región de Gualeguay, para que los mismos tengan a disposición una buena calidad del servicio eléctrico.

Diferenciación.

El proyecto soluciona en forma rápida y eficaz el problema a corto y largo plazo, dado que la demanda actual está próxima a superar la potencia instalada, y con la implementación del proyecto se logra cubrir la demanda con un margen de 30 años.

Cualquier alternativa a este proyecto, cuya finalidad sea la misma, demandaría un mayor tiempo de realización y un mayor costo económico, social y ambiental.

El impacto social y ambiental de este proyecto es mínimo, dado que no requiere la construcción de nuevas instalaciones dentro de zonas urbanizadas.

Posicionamiento.

El proyecto permite abastecer la demanda de energía eléctrica durante la vida útil de las instalaciones, asegurando la calidad del servicio y fomentando el desarrollo económico de la región.

El proyecto ubica a la empresa en una posición vital para el desarrollo de las actividades económicas y sociales de la población.

Comunicación.

Se realizara mediante medios audiovisuales, gráficos y digitales disponibles en la región, para informar a la comunidad la importancia, los beneficios y las características básicas del proyecto.

Se publicaran los objetivos, costos, tiempos y características de la obra. Además se destacara el reducido impacto social y ambiental en la realización de la obra.



16. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO.

16.1. FINANCIAMIENTO.

El monto de la inversión a realizar es de \$15.230.836, el 20% es aportado por la empresa ENERSA y el restante 80% es cedido por el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) mediante un préstamo con las siguientes características:

- Monto financiado: \$12.184.669
- Plazo del crédito: 5 años
- Periodo de gracia: 2 años (no se pagan las cuotas del préstamo)
- Frecuencia de amortización: semestral
- Sistema de Amortización: alemán (capital fijo e interés decreciente).
- Tasa de Interés: es combinada determinada en función de las ventas anuales. El componente fijo de la tasa será de 12% (TNA). El componente variable es determinado sobre la base de la tasa Badlar bancos Privados. Las ventas anuales de ENERSA superan los \$300 millones y por ello la tasa de interés se compone de un 30% de tasa fija y un 70% de tasa variable.

Para más detalles sobre el cálculo del pago del préstamo ver el archivo Financiación.

16.2. RECUPERO DE LA INVERSIÓN.

El capital invertido para la realización del proyecto es recuperado por medio de la venta y comercialización de la energía y una parte es recuperada como ahorro debido a los transformadores retirados que se encuentran en buen estado y la empresa puede utilizar.

16.3. FLUJO DE FONDOS.

Ingresos.

El principal ingreso del proyecto proviene del aumento del volumen de venta de energía que el proyecto permitiría obtener. Los clientes de la empresa son algunos de los



contemplados por el cuadro tarifario provincial (EPRE Resolución 153/13), por ello se utiliza dicho cuadro tarifario para el cálculo de la facturación debida a la venta de energía.

También se tiene como ingreso inicial un ahorro debido al equipamiento retirado (dos Transformadores de 15 MVA) que puede ser utilizado por la empresa en otras instalaciones.

Egresos.

Como egreso inicial se tiene la inversión la cual se compone en un 20 % de capital propio de la empresa y un 80% cedido por el Banco de Inversión y Comercio exterior (BICE) mediante un préstamo. Además, éste préstamo tiene un costo financiero, el cual es un egreso más.

La Empresa realiza la compra de energía a un nivel de 132 kV, es decir que se considera en el cuadro tarifario la tarifa 5 (Otros Distribuidores Provinciales) Vinculación superior 132 kV. Mediante ésta tarifa se calcula el egreso debido a la compra de energía.

El gasto de operación y mantenimiento tiene en cuenta las líneas de 132 kV, la estación transformadora, las líneas de MT, las líneas de BT y todas las compras que sean necesarias para la operación y mantenimiento del servicio.

Otro egreso importante son los gastos de Administración y los gastos de Comercialización, que se estiman en un porcentaje de las ganancias.

Por último se tiene el egreso que corresponde al impuesto a las ganancias, el cual es el 35% de la utilidad entre los ingresos y los egresos.



Flujo de Fondos.

El flujo de fondos se realizó para los tres escenarios de crecimiento de la demanda estudiados.

Escenario Pesimista.

Balance		0	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos	Venta de Energía		\$60.952.805	\$64.968.410	\$69.265.300	\$73.795.746	\$78.641.470	\$83.750.111	\$89.212.038	\$94.969.805	\$101.123.344	\$107.609.636	\$114.539.184
	Material Recuperado	\$1.170.000											
	Préstamo Banco BICE	\$12.184.669											
	Total de Ingresos	\$13.354.669	\$60.952.805	\$64.968.410	\$69.265.300	\$73.795.746	\$78.641.470	\$83.750.111	\$89.212.038	\$94.969.805	\$101.123.344	\$107.609.636	\$114.539.184
Egresos	Inversión Inicial	\$15.230.836											
	Compra de Energía		\$36.052.950	\$38.523.238	\$41.160.167	\$43.954.249	\$46.935.582	\$50.093.883	\$53.462.518	\$57.030.347	\$60.834.359	\$64.862.487	\$69.155.737
	Costos de Operación y Mantenimiento		\$16.184.906	\$17.189.362	\$18.268.336	\$19.396.973	\$20.608.827	\$21.876.549	\$23.237.188	\$24.660.648	\$26.187.840	\$27.785.647	\$29.499.240
	Costos de Administración		\$3.734.978	\$3.966.776	\$4.215.770	\$4.476.224	\$4.755.883	\$5.048.434	\$5.362.428	\$5.690.919	\$6.043.348	\$6.412.072	\$6.807.517
	Costos de Comercialización		\$2.987.983	\$3.173.421	\$3.372.616	\$3.580.980	\$3.804.707	\$4.038.747	\$4.289.942	\$4.552.735	\$4.834.678	\$5.129.658	\$5.446.014
	Cuota				\$2.436.934	\$2.436.934	\$2.436.934	\$2.436.934	\$2.436.934				
	Costos Financieros (Intereses BICE)		\$1.922.841	\$1.922.841	\$1.826.699	\$1.442.131	\$1.057.562	\$672.994					
	Total de Egresos	\$15.230.836	\$60.883.658	\$64.775.637	\$71.280.522	\$75.287.491	\$79.599.495	\$84.167.541	\$89.077.436	\$91.934.648	\$97.900.225	\$104.189.864	\$110.908.509
Utilidad antes de ganancias	-\$1.876.167	\$69.147	\$192.773	-\$2.015.222	-\$1.491.745	-\$958.025	-\$417.429	\$134.602	\$3.035.157	\$3.223.119	\$3.419.772	\$3.630.676	
Impuestos a las Ganancias (35%)	\$ -	\$ 24.202	\$ 67.470	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 47.111	\$ 1.062.305	\$ 1.128.092	\$ 1.196.920	\$ 1.270.737	
Flujo Neto	-\$1.876.167	\$44.946	\$125.302	-\$2.015.222	-\$1.491.745	-\$958.025	-\$417.429	\$87.491	\$1.972.852	\$2.095.027	\$2.222.852	\$2.359.939	
Flujo Acumulado	-\$1.876.167	-\$1.831.221	-\$1.705.919	-\$3.721.141	-\$5.212.886	-\$6.170.911	-\$6.588.340	-\$6.500.849	-\$4.527.997	-\$2.432.970	-\$210.118	\$2.149.821	

2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
\$121.842.856	\$129.642.845	\$137.863.313	\$146.639.378	\$155.887.851	\$165.758.141	\$176.158.994	\$187.255.620	\$198.947.924	\$211.418.586	\$224.557.814	\$238.567.605	\$253.327.535	\$269.060.957	\$285.635.789	\$303.298.996	\$321.905.712	\$341.729.010	\$362.610.008	\$384.850.643
\$121.842.856	\$129.642.845	\$137.863.313	\$146.639.378	\$155.887.851	\$165.758.141	\$176.158.994	\$187.255.620	\$198.947.924	\$211.418.586	\$224.557.814	\$238.567.605	\$253.327.535	\$269.060.957	\$285.635.789	\$303.298.996	\$321.905.712	\$341.729.010	\$362.610.008	\$384.850.643
\$73.701.041	\$78.543.857	\$83.670.037	\$89.129.974	\$94.908.356	\$101.061.043	\$107.571.471	\$114.501.559	\$121.833.394	\$129.635.609	\$137.888.839	\$146.669.157	\$155.955.638	\$165.832.598	\$176.277.437	\$187.383.602	\$199.126.694	\$211.610.283	\$224.808.035	\$238.834.734
\$31.292.180	\$33.214.342	\$35.225.629	\$37.381.113	\$39.636.672	\$42.053.114	\$44.581.890	\$47.290.140	\$50.124.444	\$53.158.935	\$56.334.834	\$59.733.991	\$63.291.733	\$67.098.434	\$71.082.929	\$75.345.006	\$79.806.361	\$84.577.173	\$89.571.282	\$94.910.340
\$7.221.272	\$7.664.848	\$8.128.991	\$8.626.411	\$9.146.924	\$9.704.565	\$10.288.128	\$10.913.109	\$11.567.179	\$12.267.447	\$13.000.346	\$13.784.767	\$14.605.785	\$15.484.254	\$16.403.753	\$17.387.309	\$18.416.853	\$19.517.809	\$20.670.296	\$21.902.386
\$5.777.018	\$6.131.879	\$6.503.193	\$6.901.129	\$7.317.539	\$7.763.652	\$8.230.503	\$8.730.487	\$9.253.744	\$9.813.957	\$10.400.277	\$11.027.814	\$11.684.628	\$12.387.403	\$13.123.002	\$13.909.847	\$14.733.482	\$15.614.247	\$16.536.237	\$17.521.909
\$117.991.511	\$125.554.926	\$133.527.851	\$142.038.626	\$151.009.492	\$160.582.373	\$170.671.992	\$181.435.295	\$192.778.761	\$204.875.948	\$217.624.296	\$231.215.730	\$245.537.784	\$260.802.689	\$276.887.121	\$294.025.764	\$312.083.390	\$331.319.512	\$351.585.850	\$373.169.370
\$3.851.345	\$4.087.919	\$4.335.462	\$4.600.752	\$4.878.360	\$5.175.768	\$5.487.002	\$5.820.325	\$6.169.162	\$6.542.638	\$6.933.518	\$7.351.876	\$7.789.752	\$8.258.269	\$8.748.668	\$9.273.231	\$9.822.321	\$10.409.498	\$11.024.158	\$11.681.273
\$ 1.347.971	\$ 1.430.772	\$ 1.517.412	\$ 1.610.263	\$ 1.707.426	\$ 1.811.519	\$ 1.920.451	\$ 2.037.114	\$ 2.159.207	\$ 2.289.923	\$ 2.426.731	\$ 2.573.157	\$ 2.726.413	\$ 2.890.394	\$ 3.062.034	\$ 3.245.631	\$ 3.437.812	\$ 3.643.324	\$ 3.858.455	\$ 4.088.445
\$2.503.374	\$2.657.147	\$2.818.050	\$2.990.489	\$3.170.934	\$3.364.249	\$3.566.551	\$3.783.211	\$4.009.956	\$4.252.715	\$4.506.787	\$4.778.719	\$5.063.339	\$5.367.875	\$5.686.634	\$6.027.600	\$6.384.509	\$6.766.174	\$7.165.703	\$7.592.827
\$4.653.195	\$7.310.343	\$10.128.393	\$13.118.882	\$16.289.816	\$19.654.065	\$23.220.616	\$27.003.827	\$31.013.783	\$35.266.497	\$39.773.284	\$44.552.003	\$49.615.342	\$54.983.217	\$60.669.851	\$66.697.452	\$73.081.960	\$79.848.134	\$87.013.837	\$94.606.664



Escenario Intermedio.

Balance		0	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos	Venta de Energía		\$60.952.805	\$66.208.943	\$71.838.313	\$77.865.098	\$84.314.966	\$91.215.157	\$98.594.580	\$106.483.908	\$114.915.682	\$123.924.423	\$133.546.750
	Material Recuperado	\$1.170.000											
	Préstamo Banco BICE	\$12.184.669											
	Total de Ingresos	\$13.354.669	\$60.952.805	\$66.208.943	\$71.838.313	\$77.865.098	\$84.314.966	\$91.215.157	\$98.594.580	\$106.483.908	\$114.915.682	\$123.924.423	\$133.546.750
Egresos	Inversión Inicial	\$15.230.836											
	Compra de Energía		\$36.052.950	\$39.146.152	\$42.458.541	\$46.004.305	\$49.798.498	\$53.857.100	\$58.197.065	\$62.836.385	\$67.794.144	\$73.090.587	\$78.747.190
	Costos de Operación y Mantenimiento		\$16.184.906	\$17.590.814	\$19.096.852	\$20.709.516	\$22.435.704	\$24.282.737	\$26.258.385	\$28.370.890	\$30.629.000	\$33.041.993	\$35.619.714
	Costos de Administración		\$3.734.978	\$4.059.419	\$4.406.966	\$4.779.119	\$5.177.470	\$5.603.709	\$6.059.627	\$6.547.128	\$7.068.231	\$7.625.075	\$8.219.934
	Costos de Comercialización		\$2.987.983	\$3.247.535		\$3.525.573	\$3.823.295	\$4.141.976	\$4.482.967	\$4.847.702	\$5.237.703	\$5.654.585	\$6.100.060
	Cuota				\$2.436.934	\$2.436.934	\$2.436.934	\$2.436.934	\$2.436.934	\$2.436.934			
	Costo Financiero (Intereses BICE)		\$1.922.841	\$1.922.841	\$1.826.699	\$1.442.131	\$1.057.562	\$672.994	\$288.426				
	Total de Egresos	\$15.230.836	\$60.883.658	\$65.966.761	\$73.751.564	\$79.195.299	\$85.048.144	\$91.336.440	\$98.088.139	\$102.992.106	\$111.145.959	\$119.857.716	\$129.162.785
	Utilidad antes de ganancias	-\$1.876.167	\$69.147	\$242.182	-\$1.913.251	-\$1.330.201	-\$733.178	-\$121.283	\$506.441	\$3.491.802	\$3.769.723	\$4.066.707	\$4.383.965
	Impuestos a las Ganancias (35%)	\$ -	\$ 24.202	\$ 84.764	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 177.255	\$ 1.222.131	\$ 1.319.403	\$ 1.423.347	\$ 1.534.388
Flujo Neto	\$ -1.876.167	\$ 44.946	\$ 157.419	\$ -1.913.251	\$ -1.330.201	\$ -733.178	\$ -121.283	\$ 329.187	\$ 2.269.671	\$ 2.450.320	\$ 2.643.359	\$ 2.849.577	
Flujo Acumulado	-\$1.876.167	-\$1.831.221	-\$1.673.803	-\$3.587.054	-\$4.917.255	-\$5.650.433	-\$5.771.717	-\$5.442.530	-\$3.172.858	-\$722.538	\$1.920.821	\$4.770.398	

2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
\$143.821.498	\$154.789.854	\$166.495.492	\$178.984.719	\$192.306.630	\$206.513.270	\$221.659.808	\$237.804.716	\$255.009.966	\$273.341.229	\$292.868.093	\$313.664.291	\$335.807.938	\$359.381.789	\$384.473.505	\$411.175.939	\$439.587.432	\$469.812.135	\$501.960.339	\$536.148.833
\$84.786.727	\$91.233.349	\$98.112.666	\$105.451.832	\$113.279.633	\$121.626.585	\$130.525.032	\$140.009.258	\$150.115.594	\$160.882.540	\$172.350.892	\$184.563.873	\$197.567.274	\$211.409.606	\$226.142.253	\$241.819.641	\$258.499.412	\$276.242.611	\$295.113.881	\$315.181.672
\$38.372.601	\$41.311.728	\$44.448.837	\$47.796.376	\$51.367.548	\$55.176.345	\$59.237.604	\$63.567.048	\$68.181.342	\$73.098.148	\$78.336.181	\$83.915.272	\$89.856.431	\$96.181.919	\$102.915.314	\$110.081.594	\$117.707.213	\$125.820.190	\$134.450.198	\$143.628.655
\$8.855.216	\$9.533.476	\$10.257.424	\$11.029.933	\$11.854.049	\$12.733.003	\$13.670.216	\$14.669.319	\$15.734.156	\$16.868.803	\$18.077.580	\$19.365.063	\$20.736.100	\$22.195.827	\$23.749.688	\$25.403.445	\$27.163.203	\$29.035.429	\$31.026.969	\$33.145.074
\$7.084.173	\$7.626.781	\$8.205.939	\$8.823.946	\$9.483.240	\$10.186.402	\$10.936.173	\$11.735.455	\$12.587.325	\$13.495.043	\$14.462.064	\$15.492.050	\$16.588.880	\$17.756.662	\$18.999.750	\$20.322.756	\$21.730.562	\$23.228.343	\$24.821.575	\$26.516.059
\$139.098.716	\$149.705.334	\$161.024.866	\$173.102.088	\$185.984.470	\$199.722.335	\$214.369.026	\$229.981.080	\$246.618.416	\$264.344.534	\$283.226.717	\$303.336.257	\$324.748.685	\$347.544.014	\$371.807.005	\$397.627.435	\$425.100.390	\$454.326.573	\$485.412.622	\$518.471.460
\$4.722.782	\$5.084.520	\$5.470.626	\$5.882.631	\$6.322.160	\$6.790.935	\$7.290.782	\$7.823.637	\$8.391.550	\$8.996.695	\$9.641.376	\$10.328.033	\$11.059.253	\$11.837.775	\$12.666.500	\$13.548.504	\$14.487.042	\$15.485.562	\$16.547.717	\$17.677.373
\$ 1.652.974	\$ 1.779.582	\$ 1.914.719	\$ 2.058.921	\$ 2.212.756	\$ 2.376.827	\$ 2.551.774	\$ 2.738.273	\$ 2.937.042	\$ 3.148.843	\$ 3.374.482	\$ 3.614.812	\$ 3.870.739	\$ 4.143.221	\$ 4.433.275	\$ 4.741.976	\$ 5.070.465	\$ 5.419.947	\$ 5.791.701	\$ 6.187.081
\$ 3.069.808	\$ 3.304.938	\$ 3.555.907	\$ 3.823.710	\$ 4.109.404	\$ 4.414.108	\$ 4.739.008	\$ 5.085.364	\$ 5.454.507	\$ 5.847.852	\$ 6.266.894	\$ 6.713.222	\$ 7.188.515	\$ 7.694.553	\$ 8.233.225	\$ 8.806.527	\$ 9.416.577	\$ 10.065.615	\$ 10.756.016	\$ 11.490.292
\$7.840.206	\$11.145.144	\$14.701.051	\$18.524.762	\$22.634.165	\$27.048.273	\$31.787.281	\$36.872.645	\$42.327.152	\$48.175.004	\$54.441.899	\$61.155.120	\$68.343.635	\$76.038.188	\$84.271.414	\$93.077.941	\$102.494.518	\$112.560.133	\$123.316.149	\$134.806.442



Escenario Optimista.

Balance		0	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos	Venta de Energía		\$60.952.805	\$66.965.494	\$73.427.070	\$80.367.390	\$87.818.174	\$95.813.118	\$104.388.011	\$113.580.861	\$123.432.025	\$133.984.354	\$145.283.336
	Material Recuperado	\$1.170.000											
	Préstamo Banco BICE	\$12.184.669											
	Total de Ingresos	\$13.354.669	\$60.952.805	\$66.965.494	\$73.427.070	\$80.367.390	\$87.818.174	\$95.813.118	\$104.388.011	\$113.580.861	\$123.432.025	\$133.984.354	\$145.283.336
Egresos	Inversión Inicial	\$15.230.836											
	Compra de Energía		\$36.052.950	\$39.523.612	\$43.251.208	\$47.252.754	\$51.546.327	\$56.151.125	\$61.087.537	\$66.377.213	\$72.043.137	\$78.109.711	\$84.602.834
	Costos de Operación y Mantenimiento		\$16.184.906	\$17.837.223	\$19.614.311	\$21.524.513	\$23.576.701	\$25.780.296	\$28.145.308	\$30.682.371	\$33.402.777	\$36.318.518	\$39.442.326
	Costos de Administración		\$3.734.978	\$4.116.282	\$4.526.379	\$4.967.195	\$5.440.777	\$5.949.299	\$6.495.071	\$7.080.547	\$7.708.333	\$8.381.196	\$9.102.075
	Costos de Comercialización		\$2.987.983	\$3.293.026	\$3.621.104	\$3.973.756	\$4.352.622	\$4.759.439	\$5.196.057	\$5.664.438	\$6.166.667	\$6.704.957	\$7.281.660
	Cuota				\$2.436.934	\$2.436.934	\$2.436.934	\$2.436.934	\$2.436.934				
	Costo Financieros (Intereses BICE)		\$1.922.841	\$1.922.841	\$1.826.699	\$1.442.131	\$1.057.562	\$672.994					
	Total de Egresos	\$15.230.836	\$60.883.658	\$66.692.984	\$75.276.634	\$81.597.284	\$88.410.922	\$95.750.086	\$103.649.333	\$109.804.569	\$119.320.914	\$129.514.383	\$140.428.896
	Utilidad antes de Ganancias	-\$1.876.167	\$69.147	\$272.510	-\$1.849.564	-\$1.229.894	-\$592.748	\$63.032	\$738.678	\$3.776.292	\$4.111.111	\$4.469.971	\$4.854.440
Impuestos a las Ganancias (35%)	\$ -	\$ 24.202	\$ 95.378	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 22.061	\$ 258.537	\$ 1.321.702	\$ 1.438.889	\$ 1.564.490	\$ 1.699.054	
Flujo Neto	-\$1.876.167	\$44.946	\$177.131	-\$1.849.564	-\$1.229.894	-\$592.748	\$40.971	\$480.141	\$2.454.590	\$2.672.222	\$2.905.481	\$3.155.386	
Flujo Acumulado	-\$1.876.167	-\$1.831.221	-\$1.654.090	-\$3.503.654	-\$4.733.548	-\$5.326.296	-\$5.285.325	-\$4.805.184	-\$2.350.595	\$321.628	\$3.227.109	\$6.382.495	

2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
\$157.377.255	\$170.317.357	\$184.158.027	\$198.956.970	\$214.775.412	\$231.678.306	\$249.734.551	\$269.017.225	\$289.603.830	\$311.576.552	\$335.022.537	\$360.034.179	\$386.709.429	\$415.152.118	\$445.472.303	\$477.786.626	\$512.218.700	\$548.899.515	\$587.967.866	\$629.570.802
\$157.377.255	\$170.317.357	\$184.158.027	\$198.956.970	\$214.775.412	\$231.678.306	\$249.734.551	\$269.017.225	\$289.603.830	\$311.576.552	\$335.022.537	\$360.034.179	\$386.709.429	\$415.152.118	\$445.472.303	\$477.786.626	\$512.218.700	\$548.899.515	\$587.967.866	\$629.570.802
\$91.549.996	\$98.980.366	\$106.924.899	\$115.416.433	\$124.489.809	\$134.181.982	\$144.532.147	\$155.581.874	\$167.375.243	\$179.958.995	\$193.382.683	\$207.698.843	\$222.963.162	\$239.234.666	\$256.575.913	\$275.053.197	\$294.736.770	\$315.701.067	\$338.024.953	\$361.791.974
\$42.787.718	\$46.369.044	\$50.201.533	\$54.301.349	\$58.685.642	\$63.372.611	\$68.381.563	\$73.732.978	\$79.448.581	\$85.551.412	\$92.065.905	\$99.017.968	\$106.435.073	\$114.346.344	\$122.782.654	\$131.776.729	\$141.363.255	\$151.578.991	\$162.462.893	\$174.056.238
\$9.874.089	\$10.700.549	\$11.584.969	\$12.531.080	\$13.542.840	\$14.624.449	\$15.780.361	\$17.015.303	\$18.334.288	\$19.742.634	\$21.245.978	\$22.850.300	\$24.561.940	\$26.387.618	\$28.334.459	\$30.410.014	\$32.622.290	\$34.979.767	\$37.491.437	\$40.166.824
\$7.899.271	\$8.560.439	\$9.267.975	\$10.024.864	\$10.834.272	\$11.699.559	\$12.624.288	\$13.612.242	\$14.667.430	\$15.794.107	\$16.996.782	\$18.280.240	\$19.649.552	\$21.110.094	\$22.667.567	\$24.328.011	\$26.097.832	\$27.983.814	\$29.993.150	\$32.133.459
\$152.111.074	\$164.610.398	\$177.979.376	\$192.273.727	\$207.552.564	\$223.878.600	\$241.318.359	\$259.942.397	\$279.825.543	\$301.047.148	\$323.691.349	\$347.847.352	\$373.609.727	\$401.078.722	\$430.360.592	\$461.567.951	\$494.820.146	\$530.243.640	\$567.972.433	\$608.148.496
\$5.266.181	\$5.706.959	\$6.178.650	\$6.683.243	\$7.222.848	\$7.799.706	\$8.416.192	\$9.074.828	\$9.778.287	\$10.529.405	\$11.331.188	\$12.186.827	\$13.099.701	\$14.073.396	\$15.111.711	\$16.218.674	\$17.398.554	\$18.655.876	\$19.995.433	\$21.422.306
\$ 1.843.163	\$ 1.997.436	\$ 2.162.528	\$ 2.339.135	\$ 2.527.997	\$ 2.729.897	\$ 2.945.667	\$ 3.176.190	\$ 3.422.400	\$ 3.685.292	\$ 3.965.916	\$ 4.265.389	\$ 4.584.895	\$ 4.925.689	\$ 5.289.099	\$ 5.676.536	\$ 6.089.494	\$ 6.529.557	\$ 6.998.402	\$ 7.497.807
\$3.423.017	\$3.709.524	\$4.016.123	\$4.344.108	\$4.694.851	\$5.069.809	\$5.470.525	\$5.898.638	\$6.355.886	\$6.844.113	\$7.365.272	\$7.921.437	\$8.514.806	\$9.147.707	\$9.822.612	\$10.542.138	\$11.309.060	\$12.126.319	\$12.997.031	\$13.924.499
\$9.805.513	\$13.515.036	\$17.531.159	\$21.875.267	\$26.570.118	\$31.639.927	\$37.110.452	\$43.009.090	\$49.364.977	\$56.209.090	\$63.574.362	\$71.495.799	\$80.010.605	\$89.158.313	\$98.980.925	\$109.523.063	\$120.832.124	\$132.958.443	\$145.955.475	\$159.879.974



16.4. RENTABILIDAD DEL PROYECTO.

A continuación se muestra un cuadro con los resultados del análisis de los distintos flujos de fondos correspondientes a cada escenario.

	Escenario Pesimista	Escenario Intermedio	Escenario Optimista
TIR	19 %	22 %	24 %
VAN (20 %)	\$ -319.910	\$ 844.531	\$ 1.564.655
Periodo de Repago	10 años y 1 mes	9 años y 4 meses	8 años y 10 meses

Escenario Pesimista.

El periodo de repago es de 10 años y 1 mes, es decir que la inversión se recuperara por si sola en dicho periodo. Si bien es mucho tiempo, para la cantidad de capital invertido el proyecto tiene un buen periodo de repago.

El VAN es negativo, con lo que podemos decir que el rendimiento de la inversión es menor que el costo del capital invertido, es decir que la inversión no es rentable para la tasa de interés pretendida (20%), la cual es mayor al interés del préstamo (16%).

La TIR es del 19%, es decir que ésta tasa es la máxima que podría pagarse por el capital empleado durante toda la vida de la inversión sin que exista perdida alguna en el proyecto, de acuerdo a esto podemos decir que la inversión es rentable debido a que éste indicador es mayor que el interés del préstamo. Pero por otro lado el indicador es menor que la tasa de interés pretendida (20%) lo que podría indicar que la inversión no sea rentable.

Escenario Intermedio.

El periodo de repago es de 9 años y 4 meses, es decir que la inversión se recuperara por si sola en dicho periodo. Si bien es mucho tiempo, para la cantidad de capital invertido el proyecto tiene un buen periodo de repago.

El VAN es positivo y muy grande, con lo que podemos decir que el rendimiento de la inversión es mayor que el costo del capital invertido, es decir que la inversión es rentable desde este punto de vista.

Al ser el VAN positivo, recuperamos la inversión y con una rentabilidad del 20% obtenemos un beneficio de \$844.531, éste es mayor si se considera una tasa igual a la tasa del préstamo (16%).



La TIR es del 22%, es decir que ésta tasa es la máxima que podría pagarse por el capital empleado durante toda la vida de la inversión sin que exista perdida alguna en el proyecto, de acuerdo a esto podemos decir que la inversión es rentable debido a que éste indicador es mayor que el interés del préstamo y a la tasa de interés pretendida (20%).

Escenario Optimista.

El periodo de repago es de 8 años y 10 meses, es decir que la inversión se recuperara por si sola en dicho periodo. Si bien es mucho tiempo, para la cantidad de capital invertido el proyecto tiene un buen periodo de repago.

El VAN es positivo y muy grande, con lo que podemos decir que el rendimiento de la inversión es mayor que el costo del capital invertido, es decir que la inversión es rentable desde este punto de vista.

Al ser el VAN positivo, recuperamos la inversión y con una rentabilidad del 20% obtenemos un beneficio de \$1.564.655, éste es mayor si se considera una tasa igual a la tasa del préstamo (16%).

La TIR es del 24%, es decir que ésta tasa es la máxima que podría pagarse por el capital empleado durante toda la vida de la inversión sin que exista perdida alguna en el proyecto, de acuerdo a esto podemos decir que la inversión es rentable debido a que éste indicador es mayor que el interés del préstamo y a la tasa de interés pretendida (20%).

Conclusión.

Al analizar los resultados de los indicadores presentados anteriormente, se puede concluir que el proyecto es rentable.

En cualquiera de los escenarios el período de repago es menor que la vida útil del proyecto.

Los valores de VAN son positivos a excepción del caso pesimista, lo que nos dice que la inversión no es rentable para la tasa de actualización del capital utilizado en nuestro estudio pero podría serlo para una tasa menor.

Los valores de TIR son mayores que la tasa de interés del préstamo, por lo cual el proyecto no sufrirá perdidas a lo largo de su vida útil.



Este proyecto busca un beneficio económico pero principalmente pretende un beneficio que favorezca al desarrollo de la sociedad en su conjunto.

17. CONCLUSIONES FINALES.

El proyecto es la mejor alternativa desde el punto de vista técnico y económico para darle solución al problema de la demanda zonal durante los próximos 30 años.

Con la realización del proyecto se brinda a todos los usuarios un servicio de energía eléctrica de calidad garantizando su seguridad, confiabilidad y disponibilidad. Un servicio sin problemas es vital para asegurar el desarrollo industrial, comercial y la calidad de vida de los ciudadanos.

Además este proyecto es el punto de partida para la realización de otros proyectos como pueden ser ampliaciones en la red de MT.

Por otro lado, ésta solución tiene un impacto social y ambiental mínimo en comparación con cualquier otra solución a este problema, las que demandarían un gran impacto que podría impedir su concreción.