



Universidad Tecnológica Nacional

Facultad Regional Concordia

Proyecto final

*“Mejoramiento y optimización redes de 13,2 kV zona sur de
Concordia”*

Profesor: Ing. Federico Schattenhofer

Alumnos: Gustavo Rojas

Mauro Corradi

Eduardo Lescano

Año 2015

CONTENIDO

1.	Resumen ejecutivo	1
2.	Antecedentes	1
2.1.	Áreas de influencia	5
3.	Estudio de la demanda de energía y potencia	7
4.	Idea-necesidad.....	13
5.	Misión, visión y objetivos	13
5.1.	Misión.....	13
5.2.	Visión	13
5.3.	Objetivos	13
5.3.1.	A largo plazo	13
5.3.2.	A corto plazo	14
6.	Solución propuesta.....	14
7.	Descripción del proyecto	14
7.1.	Traza de la línea.....	14
8.	Análisis FODA.....	16
9.	Planificación de las obras	17
9.1.	Descripción de las actividades	17
10.	Presupuesto	17
11.	Riesgos	18
11.1.	Riesgos de mercado.....	18
11.2.	Riesgos económicos	18
12.	Plan de marketing.....	18
12.1.	Investigación del mercado	18
12.2.	Segmentación.....	18
12.3.	Diferenciación.....	19
12.4.	Posicionamiento.....	19
13.	Análisis económico y financiero	19
13.1.	Recupero de la inversión	19
13.2.	Flujo de fondos	19
13.2.1.	Ingresos	19
13.2.2.	Egresos.....	19
13.2.3.	Flujo de fondos para los distintos escenarios	21
13.3.	Rentabilidad de la inversión	24
14.	Conclusiones.....	24
15.	Bibliografía.....	24

Plan de negocios

1. Resumen ejecutivo

El crecimiento de la población, economía y las actividades comerciales e industriales en la zona sur de Concordia han generado un aumento del consumo de energía eléctrica.

Por eso es necesario el planeamiento de obras de infraestructura que permitan abastecer el consumo de energía que se espera en el corto, mediano y largo plazo.

La planificación debe incluir la realización de proyectos que amplíen la capacidad de transmisión y aumenten la confiabilidad del sistema de distribución, optando por las mejores soluciones técnico-económicas.

La demanda de la zona es del tipo comercial industrial, siendo los más destacados empaques citrícolas de importantes exportadores (Argencitrus), arándanos, aserraderos, areneras, emprendimientos comerciales.

Las instalaciones actuales sostenidas por postes de madera poseen vida útil y confiabilidad de operación reducidas, y además la estación de rebaje no serán capaces de abastecer el crecimiento energético esperado por lo que se pretende demostrar que el proyecto a evaluar es técnica y económicamente viable.

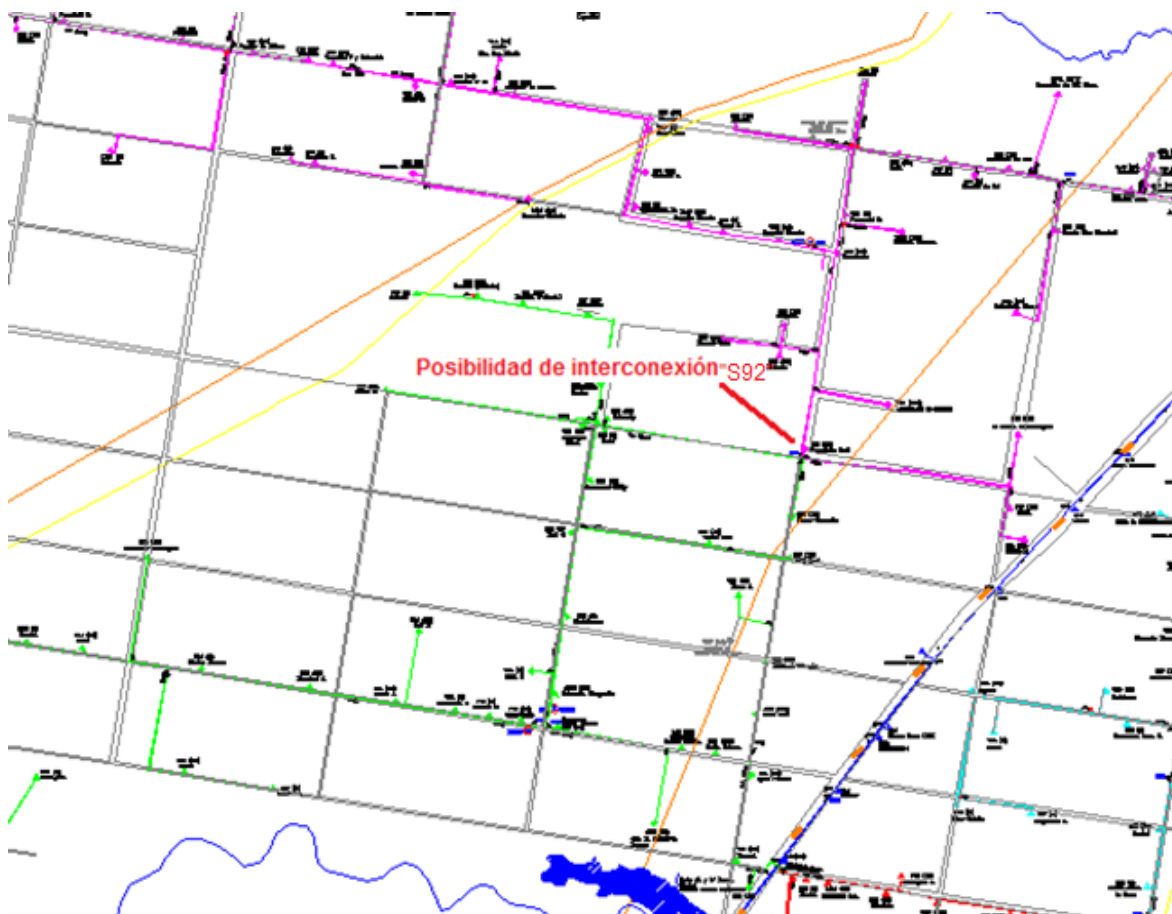
2. Antecedentes

La empresa a cargo de la distribución es “Cooperativa eléctrica y otros servicios de Concordia Ltda.”, la cual cuenta con tres estaciones de rebaje en la zona sur del ejido de Concordia las mencionadas son SET YERUÁ NORTE 33/13,2 kV, 2500 kVA, ubicado en el camino de acceso a las cascadas de Dri a unos 200m al oeste de la ruta nacional N°14, km 251, la cual posee dos salidas en 13,2 kV (este y oeste), que comprende las zonas de Colonia Yerúa, cascadita de Dri y alrededores. SET YERUÁ SUR 33/13,2 kV, 2500 kVA ubicada en el acceso a Puerto Yerúa y ruta nacional N°14 con dos salidas de

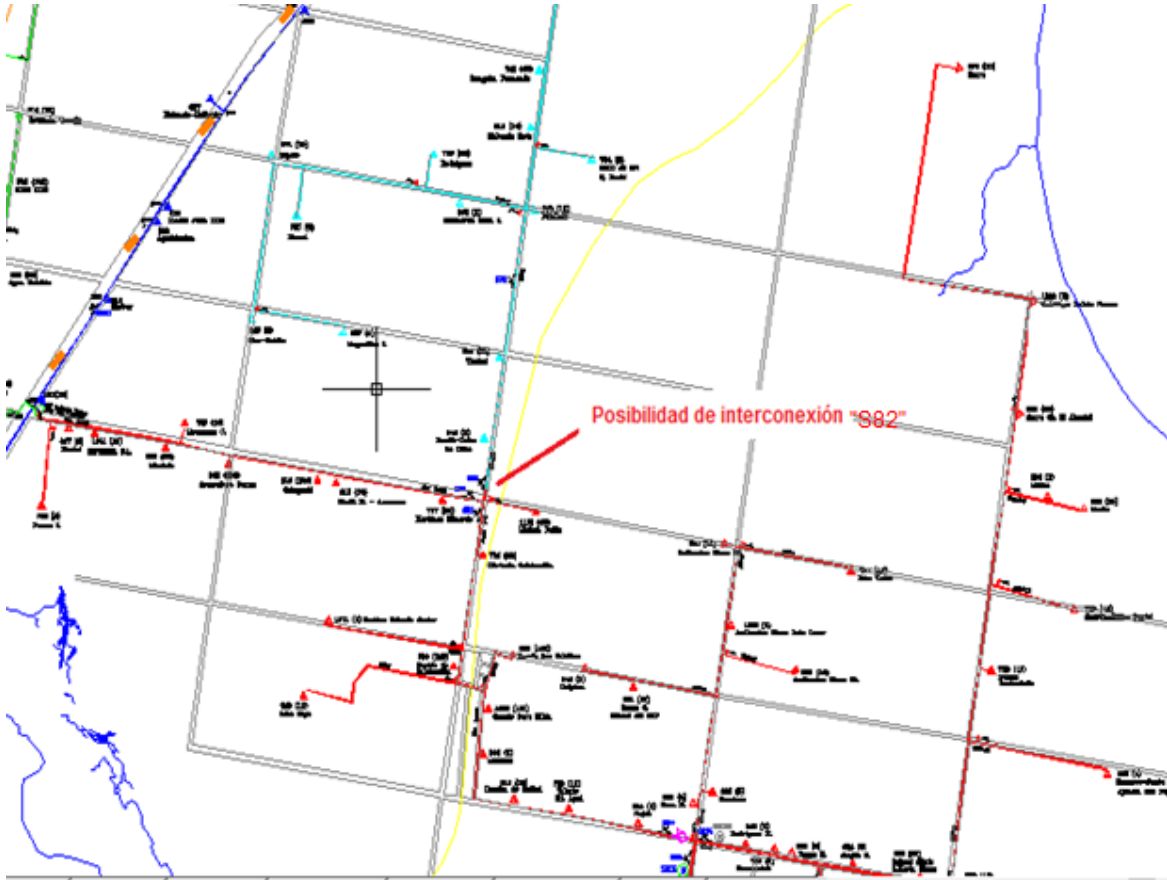
13,2 kV (este y oeste) que comprenden las localidades de Puerto Yerúa, calabacillas, estación Yerúa y alrededores.

SET ARACAMA 33/13,2 kV, 2000 kVA ubicada unos 200m al oeste del cementerio privado parque de la Concordia con una salida de 13,2 kV que comprende la localidad de Yuquerí y alrededores siguiendo su traza por la ruta provincial N°22 hacia el oeste abasteciendo a todos los usuarios de la zona.

Tanto las SET YERUÁ NORTE y SUR son energizadas por el alimentador N°6 de 33 kV proveniente de la ET Concordia propiedad de la empresa Enersa, y la SET ARACAMA es alimentada por la salida N°6 de 33 kV proveniente de la ET central N°2 propiedad de la empresa Cooperativa eléctrica y otros servicios de Concordia limitada.



Redes de 13,2 kV salidas oeste (magenta YERUÁ NORTE), (verde YERUÁ SUR) existe la posibilidad de interconectar ambas redes en la **S92**.



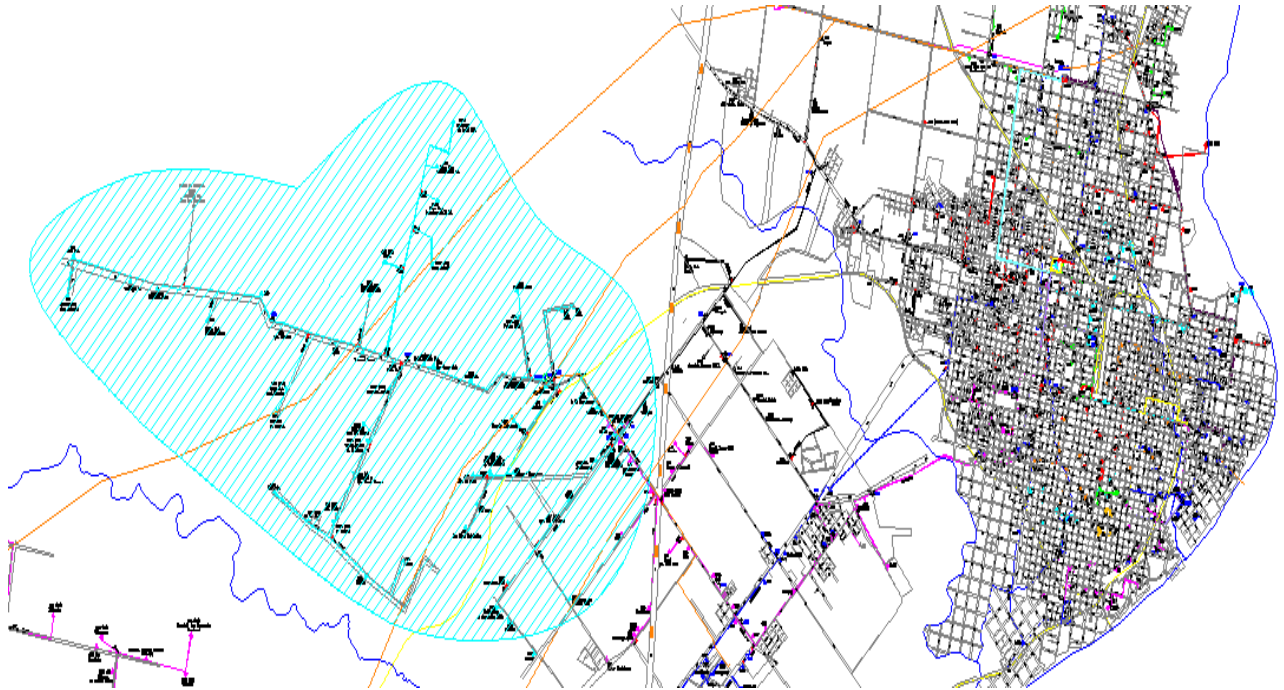
Redes de 13,2 kV salidas este (celeste YERUÁ NORTE), (roja YERUÁ SUR) existe la posibilidad de interconectar ambas redes en la **S82**.



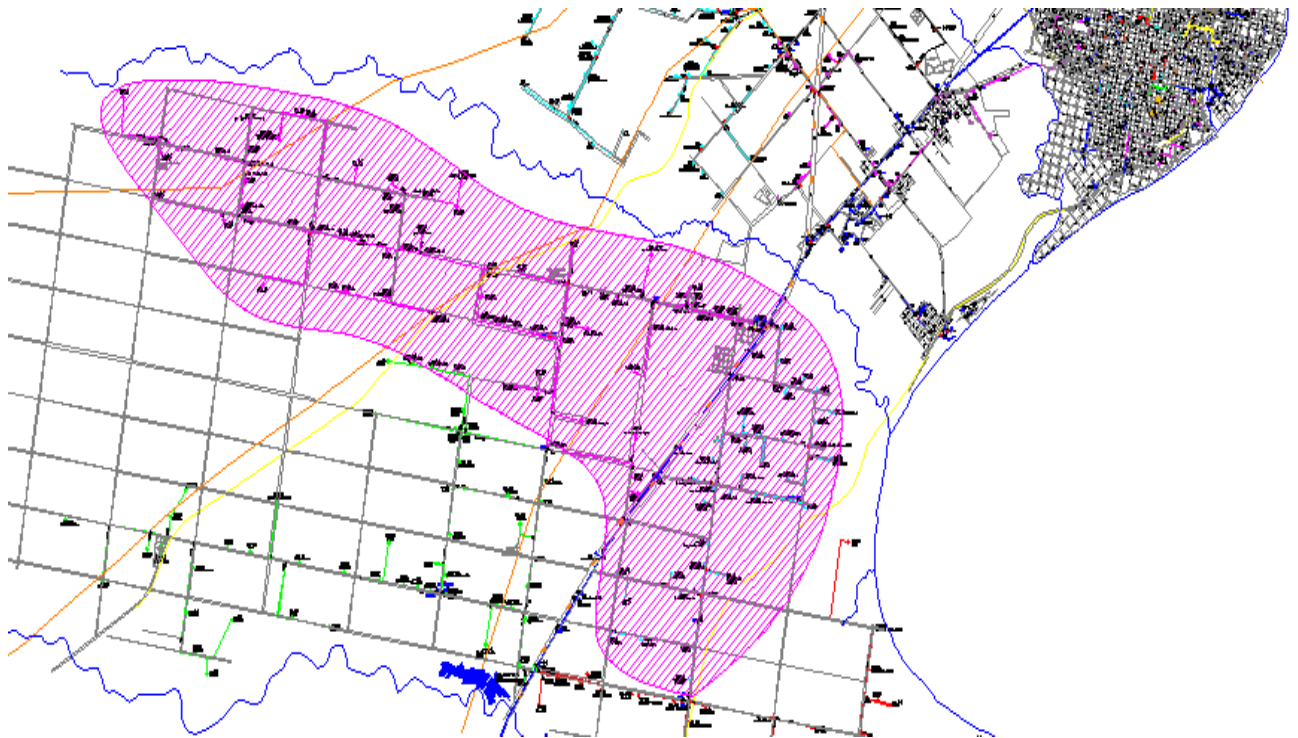
Cabezal y estructuras redes actuales.

2.1. Áreas de influencia

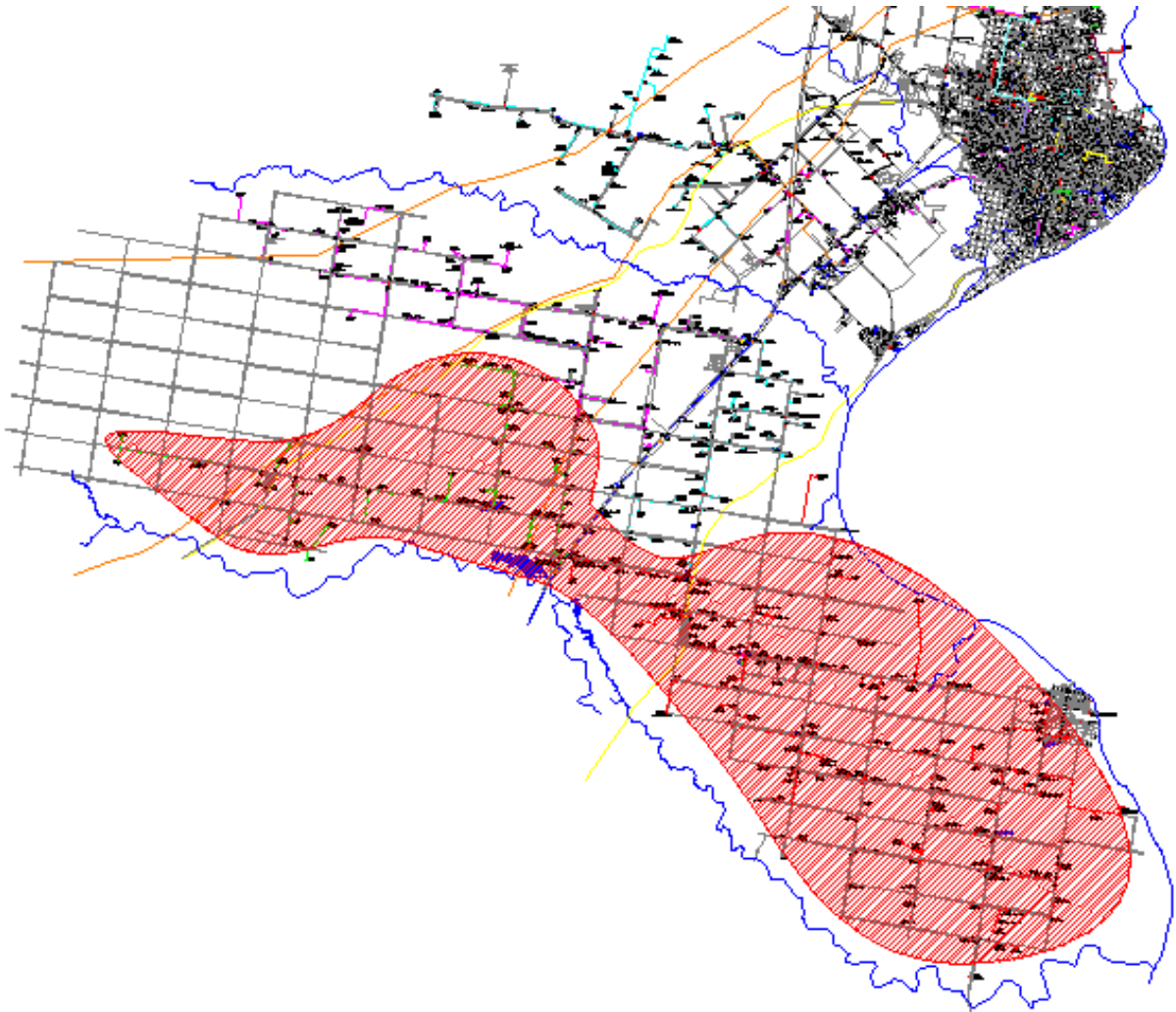
SET rebaje ARACAMA



SET rebaje YERUÁ NORTE



SET rebaje YERUÁ SUR



Las actividades que se desarrollan en la zona son:

- Producción de citrus (quintas, empaques).
- Producción de arándanos.
- Forestación.

3. Estudio de la demanda de energía y potencia

Para analizar la evolución de la demanda de energía eléctrica se tomó como referencia el trabajo “Estudio de la demanda de energía eléctrica en el sistema de distribución de la Coop. Eléctrica y O. S. de Cdia. Ltda.”, realizada por el Departamento Proyectos de la empresa.

En el estudio que realizó la empresa distribuidora de Concordia desarrollaron tres modelos estimativos a través de los cuáles proyectaron la demanda correspondiente a cada alimentador.

El modelo econométrico consiste en proyectar el consumo de energía en función de factores de crecimiento demográfico, económicos y de composición de la demanda.

El modelo lineal consiste en proyectar el consumo en función de las mediciones históricas registradas para cada subestación de rebaje, lo que representa el comportamiento futuro de la demanda en función de sus datos de explotación.

El modelo mixto relaciona los resultados de los modelos anteriores, lo que nos proporciona como resultado un término medio de crecimiento de la demanda.

Los consumos correspondientes a cada usuario los utilizamos para verificar los valores de potencia y energía actualmente demandados. Dichos datos los solicitamos al departamento de facturación de la empresa y a los encargados de control de calidad del servicio y del producto.

A continuación se indican las potencias nominales instaladas de las subestaciones y luego las proyecciones de potencia y energía de la zona en estudio.

Potencia instalada rebaje ARACAMA

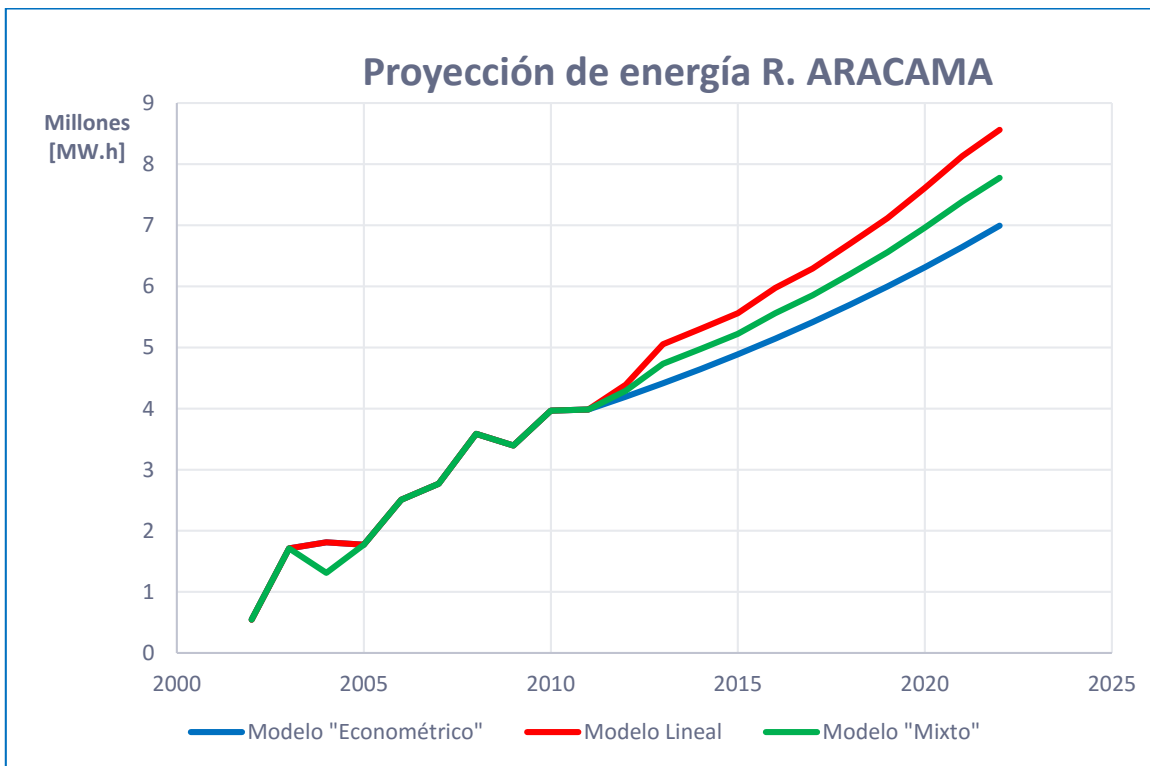
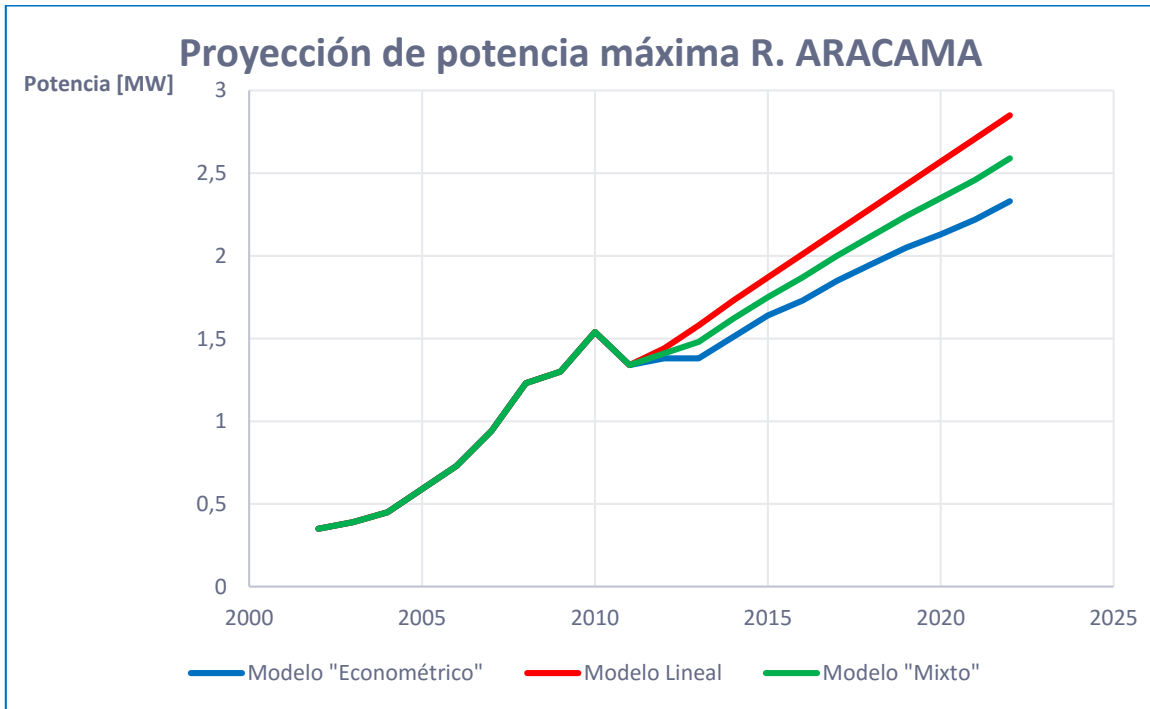
N°SET	KVA	DIRECCIÓN	CLIENTES
139	63	Las Cavas S.A. (Estación Yuquerí)	1
141	5	Graisaro-Ramirez (La Arenosa) Est. Yuquerí	1
144	63	Yuquerí (INTA)	1
145	200	Yuquerí (INTA)	1
157	200	Yuquerí (Quinta Las Palmeras) (Sambiasi)	2
161	160	Ruta M (Raimondo)	1
162	25	Ruta M (Von Wernich –Los Yuqueríes)	1
164	63	Ruta M (Albors –Forestal Los Yuqueríes)	8
194	100	Zona Yuquerí (Cítral)	3
210	10	Ruta M (Aracama)	2
250	10	Ruta M y Vías del FFCC	2
254	40	Besol (Est. Yuquerí)	1
268	63	Perillo (Estación Yuquerí)	2
273	10	Qta Kuruqué (Ruta M)	1
275	100	Ruta M (Ex Quinta Las Margaritas)	1
280	100	SEGPS.A. (E. Yuqueri)	1
281	25	Ruta M (Cuneo)	2
310	63	Ruta M (Lagadari)	2
342	10	Vuarant Omar (Ruta M) “El Ranchito”	1
343	63	Ruta M (Ayala)	2
348	25	Barrio Escuela Cohello	5
349	10	Barla (E. Yuquerí)	1
350	16	Barrio Cohello (Estación Yuquerí)	3
355	5	Moledo (Estación Yuquerí)	1
377	160	Ruta M (San Benito, Tavella – Berrycon Export)	2
378	5	Mengeon (Est. Yuqueri)	1
402	25	Est. Don Luis (Estación Yuquerí)	1
410	16	Tamagno Edgardo (Ruta M)	1
411	200	Ruta M (Ex Tatedetuti – Baggio Quinta San Antonio)	1
424	160	Detona / Terenzano	1
434	25	Estación Yuquerí (Los Altos)	2
435	315	Ruta M (Argencitrus)	1
440	160	Delta Berries S.A. (Est. Yuquerí)	1
441	63	Los Altos Buktenica	1
447	10	Quinta La Elisa	3
474	16	Estación Yuquerí Palacios	2
475	5	Yuquerí (Mirasol)	1
476	10	Yuquerí (Limito)	2

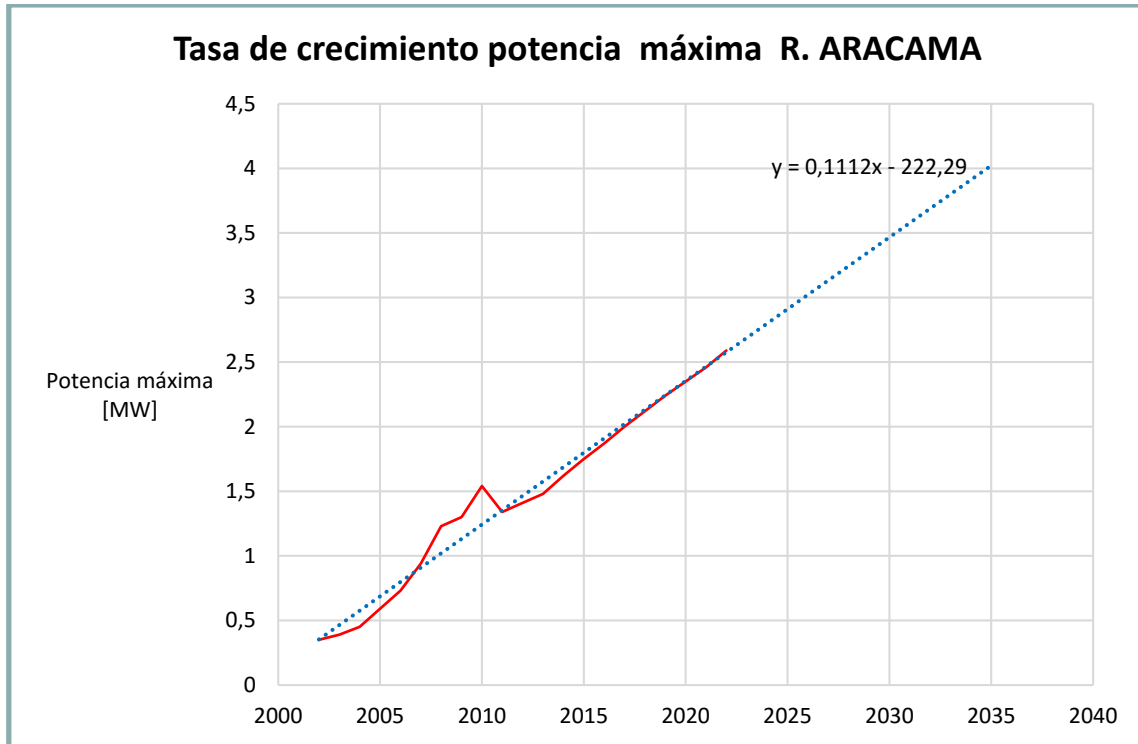
485	160	Schiaritti (Estación Yuquerí)	1
487	40	Scordia Juan (Estación Yuquerí)	1
490	40	Blue Line Investment S.A.	1
492	40	Quinta San Agustín, Burgos Rodolfo (Est. Yuquerí)	2
494	40	IGFO S.A. (Est. Yuquerí)	1
954	25	Rubi Atilio – Arandalis S.R.L.	3
1055	63	Maiz, Hector (Est. Yuquerí, sobre Ruta M)	1
1062	200	Figueroa Alcorta Arandanos S.A.	1
1067	63	Apici S.A. (Ruca Berry)-E. Yuquerí	1
1071	200	Berries Patagonia – Arg. S.A. (Est. Yuqueri- Quinta “Dos”)	1
1074	100	Arandanos del Hemisferio Sur (Al oeste de S.E.R. Aracama)	1
1087	63	Saul Alberto (Est. Yuqueri)	1
1093	160	Dias Norberto (Est. Yuqueri al Sur de SER Aracama)	1
1100	63	ODOI SRL (E Yuquerí)	1
1103	100	Blue Line Investment II S.A. (E. Yuquerí)	1
1105	100	ARANDALIA SRL (E. Yuqueri)	1
1124	40	Vinelli Gloria (Q. El Moro-Est. Yuquerí)	1
1159	16	B° Cohello II	10

Proyecciones de potencia y energía

Modelo "Econométrico"					Modelo lineal					Modelo "mixto"				
	Pot. Max	Pot. Media	Fc	Energía anual [MWh]		Pot. Max	Pot. Media	Fc	Energía anual [MWh]		Pot. Max	Pot. Media	Fc	Energía anual [MWh]
2002	0,35	0,06	0,18	546430	2002	0,35	0,05	0,18	545430	2002	0,35	0,06	0,18	546430
2003	0,39	0,2	0,5	1712170	2003	0,39	0,2	0,5	1712170	2003	0,39	0,2	0,5	1712170
2004	0,45	0,21	0,46	1810399	2004	0,45	0,21	0,46	1810899	2004	0,45	0,21	0,46	1310899
2005	0,59	0,2	0,34	1771207	2005	0,59	0,29	0,34	1771206,5	2005	0,59	0,2	0,34	1771206,5
2006	0,73	0,29	0,39	2508842	2006	0,73	0,29	0,39	2508841,5	2006	0,73	0,29	0,39	2508841,5
2007	0,94	0,32	0,34	2770323	2007	0,94	0,32	0,34	2770322,75	2007	0,94	0,32	0,34	2770322,75
2008	1,23	0,41	0,33	3587527	2008	1,23	0,41	0,33	3587627	2008	1,23	0,41	0,33	3587522
2009	1,3	0,39	0,3	3395479	2009	1,3	0,39	0,3	3395479	2009	1,3	0,39	0,3	3395479
2010	1,54	0,45	0,29	3965453	2010	1,54	0,45	0,29	3965453	2010	1,54	0,45	0,29	3965453
2011	1,34	0,45	0,34	3983992	2011	1,34	0,45	0,34	3983991,83	2011	1,34	0,45	0,34	3983591,53
2012	1,38	0,48	0,35	4193071,73	2012	1,44	0,5	0,35	4390101,41	2012	1,41	0,49	0,35	4291586,57
2013	1,38	0,5	0,36	4413124,13	2013	1,58	0,58	0,36	5052971,8	2013	1,48	0,54	0,36	4733047,96
2014	1,51	0,53	0,35	4644724,88	2014	1,73	0,61	0,35	5303421,56	2014	1,62	0,57	0,35	4974073,22
2015	1,64	0,56	0,34	4888480,05	2015	1,87	0,63	0,34	5559691,03	2015	1,75	0,6	0,34	5224085,54
2016	1,73	0,59	0,34	5145027,48	2016	2,01	0,68	0,34	5975265,52	2016	1,87	0,63	0,34	5560146,5
2017	1,85	0,62	0,33	5415038,52	2017	2,15	0,72	0,33	6292272,4	2017	2	0,67	0,33	5853655,46
2018	1,95	0,65	0,33	5699219,74	2018	2,29	0,76	0,33	6699080,95	2018	2,12	0,71	0,33	6199150,34
2019	2,05	0,68	0,33	5998314,79	2019	2,43	0,81	0,33	7116433,44	2019	2,24	0,75	0,33	6557374,12
2020	2,13	0,72	0,34	6313106,35	2020	2,57	0,87	0,34	7609742,55	2020	2,35	0,79	0,34	6961424,45
2021	2,22	0,76	0,34	6644418,18	2021	2,71	0,93	0,34	8131455,9	2021	2,46	0,84	0,34	7387937,04
2022	2,33	0,8	0,34	6993117,24	2022	2,85	0,98	0,34	8560774,64	2022	2,59	0,89	0,34	7776945,94
Proyección de energía y potencia [MW] Rebaje ARACAMA														

En las gráficas siguientes se puede apreciar la evolución de potencia y energía





En base a los datos del modelo mixto podemos hacer una proyección estadística para los años siguientes y vemos que la tasa de crecimiento es 0,1112 MW/año.

	P[MW]	S[MVA]		P[MW]	S[MVA]
2015	1,778	1,9756	2026	3,001	3,3347
2016	1,889	2,0991	2027	3,112	3,4582
2017	2	2,2227	2028	3,224	3,5818
2018	2,112	2,3462	2029	3,335	3,7053
2019	2,223	2,4698	2030	3,446	3,8289
2020	2,334	2,5933	2031	3,557	3,9524
2021	2,445	2,7169	2032	3,668	4,076
2022	2,556	2,8404	2033	3,78	4,1996
2023	2,668	2,964	2034	3,891	4,3231
2024	2,779	3,0876	2035	4,002	4,4467
2025	2,89	3,2111			

FP=0,9

Con estos datos vemos que en 2016 el transformador actualmente instalado se ve superado en su capacidad de potencia (2000 kVA) por lo que se estudia su reemplazo

4. Idea-necesidad

Las ampliaciones en la red de distribución de 13,2 kV y mejoras en las instalaciones existentes se deben a las siguientes necesidades:

- La línea aérea de la estación de rebaje ARACAMA está construida casi en su totalidad por postes de madera, los cuáles se deterioran en un corto período de tiempo por lo que deben ser reemplazados.
- La red ARACAMA es energizada solo de dicha estación de rebaje, no es posible desde otro punto, por lo que una falla en el transformador de la estación, mantenimientos programados, o caída de postes cercanos a la estación dejarían sin servicio a los usuarios dependientes de dicha red.
- El crecimiento agrícola e industrial de la zona producirá un aumento en el consumo de energía eléctrica.

5. Misión, visión y objetivos

5.1. Misión

Se pretende el fortalecimiento en las redes de distribución en media tensión de la zona sur del departamento Concordia, brindándole al cliente energía de calidad que asegure el desarrollo de las actividades que allí se realizan.

5.2. Visión

Anhelamos con esta propuesta el bienestar del cliente a través de una prestación del servicio competitivo y de alta calidad que satisfaga importantes necesidades sociales.

5.3. Objetivos

5.3.1. A largo plazo

Este proyecto será el sustento para el crecimiento agroindustrial de la zona, asegurando el suministro para futuras instalaciones y, a su vez, proveerá energía necesaria para las actuales.

5.3.2. A corto plazo

Con la incorporación de estas nuevas obras se posibilitará el mantenimiento de las estaciones de rebajes actuales, brindando el soporte adecuado en caso de falla de alguna de ellas evitando cortes prolongados de energía.

6. Solución propuesta

Para resolver los problemas indicados se propone el reemplazo de la salida de la subestación ARACAMA con postes de madera y conductor de menor sección por líneas de columnas de hormigón y conductores de 50 mm² y repotenciar dicha estación con un transformador de 3500 kVA. Además se plantea la interconexión de la subestación ARACAMA y YERUÁ NORTE.

El objetivo del proyecto es disponer de instalaciones capaces de atender la demanda de energía y potencia con un horizonte de 30 años, aumentar la confiabilidad de suministro y anillar las salidas antes mencionadas para facilitar las tareas de mantenimiento y poder atender la demanda con la salida de servicio de algunas de las estaciones.

Todos los materiales utilizados en el proyecto cumplen con las reglamentaciones de la AEA e IRAM.

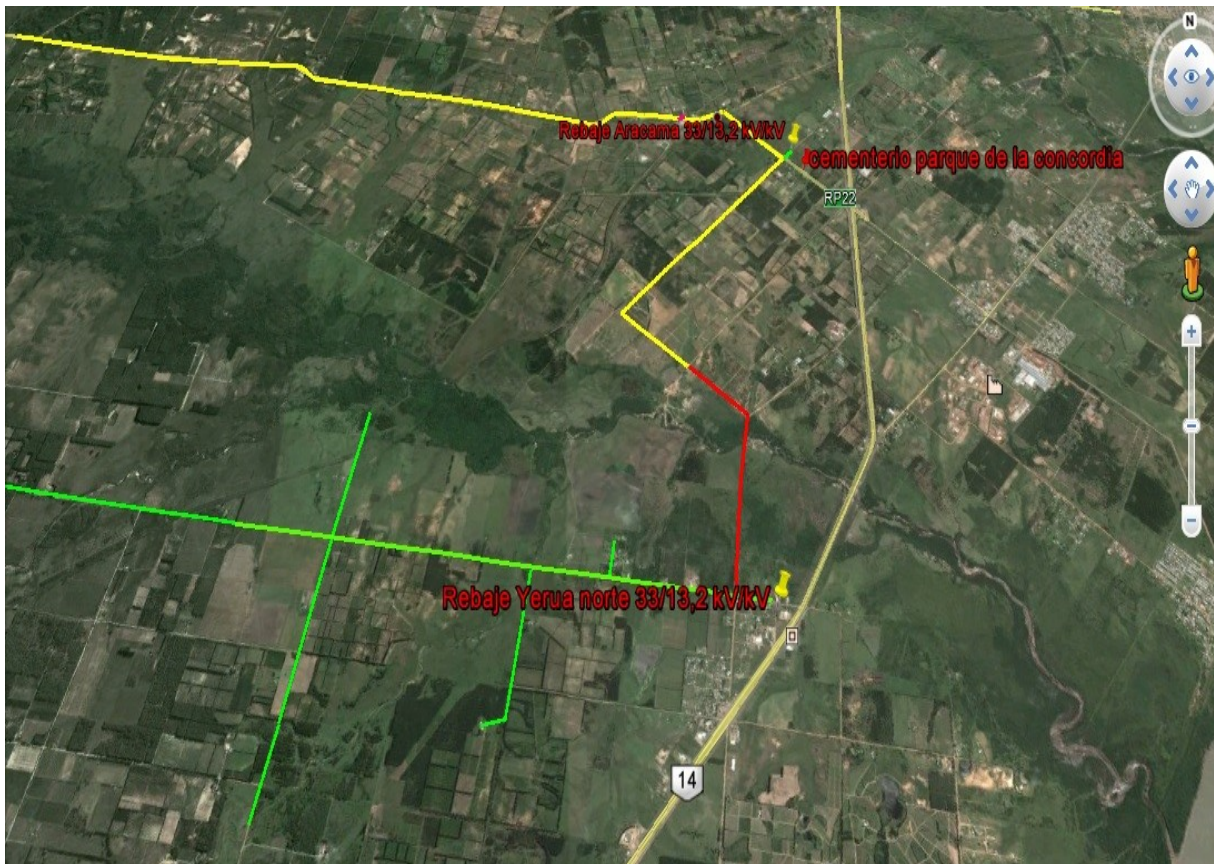
Se tiene como limitación técnica que la demanda de potencia y energía superen los máximos previstos.

7. Descripción del proyecto

Las líneas proyectadas están compuestas por tramos aéreos y uno subterráneo debido a un cruce con una línea de 500 kV, también en la traza nueva se tiene el cruce con el arroyo Yuquerí chico.

7.1. Traza de la línea

Para la ubicación de las obras se tienen en cuenta las especificaciones del inciso 16 de la reglamentación de la AEA Líneas exteriores de media y alta tensión AEA 95301, y se puede ver en la siguiente imagen.



Traza nueva (roja), Red YERUÁ NORTE (verde), Red ARACAMA (amarillo).

El tramo aéreo de la red ARACAMA tiene una longitud de 11.159,38 m, el tramo subterráneo una longitud de 80 m y la traza nueva de interconexión una longitud de 2.579 m.

8. Análisis FODA



9. Planificación de las obras

Las obras ya mencionadas requieren que el servicio deje de prestarse se prevé que sea por el menor tiempo posible por lo que se efectuarán cortes programados.

Inicialmente se realizará el tramo nuevo de interconexión con YERUÁ NORTE y se aprovechará luego la posibilidad de energizar desde allí para poder realizar las obras de ampliación en la estación.

Después se irá construyendo las fundaciones y tendido de la línea aérea. La habilitación del servicio se va realizando de manera progresiva minimizando el corte del servicio.

9.1. Descripción de las actividades

- Definición de la traza, estudio de suelos y planialtimetría
- Construcción de bases de H°S° según proyecto
- Armado de cabezales de estructuras
- Montaje de columnas de H°A°
- Tendido de conductores
- Preparación de zanja tramo subterráneo
- Tendido de cable tapado y nivelado
- Montaje de acometida de subterráneos
- Empalme de línea aérea y subterránea
- Revisión general y puesta en servicio

Se detalla el cronograma de cada actividad en el diagrama de Gantt.

10. Presupuesto

El costo de la obra se encuentra detallado en el archivo adjunto.

Presupuesto	
Total	\$ 4.111.758,19
Proyecto y dirección de obra (3%)	\$ 123.352,75
IVA (21%)	\$ 5.124.484,23

11. Riesgos

11.1. Riesgos de mercado

Como riesgo de mercado se tiene en cuenta que el crecimiento de la demanda de energía sea menor al previsto en las hipótesis planteadas. Se tienen en cuenta que el desarrollo de las actividades de los medianos y grandes usuarios considerados influye de manera significativa en las proyecciones de energía y potencia

11.2. Riesgos económicos

Como riesgos económicos se plantea que el crecimiento de la economía no corresponda con lo estimado, aumento de los costos financieros por tasa de interés variable y disminuya el beneficio por venta de energía debido a la regulación del cuadro tarifario.

12. Plan de marketing

12.1. Investigación del mercado

En los últimos años la zona estudiada alcanzó un desarrollo importante debido al crecimiento demográfico y a las actividades agrícolas e industriales. Esto supone un escenario altamente favorable para la región, impulsando su desarrollo y repercutiendo de manera directa en el aumento de la demanda energética. Este desarrollo genera la necesidad de planificar las ampliaciones y mejora en las instalaciones, ya que las actuales no podrán asegurar el suministro continuo a mediano y largo plazo.

Hay que tener en cuenta que el objetivo del proyecto no es generar una ganancia neta, sino satisfacer las necesidades de los asociados actuales y futuros de la región.

12.2. Segmentación

El proyecto se dirige a la pequeña, mediana y gran demanda de energía asegurando el suministro y al mismo tiempo adquiriendo un aumento en la confiabilidad y calidad del servicio prestado.

12.3. Diferenciación

La solución adoptada minimizará los costos de mantenimiento debido a la elevada utilidad de las instalaciones, brindará un servicio con mayor continuidad y menores tiempos de reposición del servicio debido a la posibilidad de anillado de las subestaciones de rebaje.

12.4. Posicionamiento

La ejecución del proyecto permitirá abastecer la demanda de energía durante la vida útil de las instalaciones, cumpliendo con los requisitos de calidad establecidos por el ente regulador (EPRE) y admitiendo el aumento del consumo energético proyectado.

13. Análisis económico y financiero

13.1. Recupero de la inversión

El monto total invertido en el proyecto será recuperado por medio de la energía comercializada en la zona además de ahorros por mantenimiento y un porcentaje de material recuperado de las instalaciones actuales.

13.2. Flujo de fondos

13.2.1. Ingresos

El principal ingreso del proyecto proviene de la venta de energía, este es un ingreso del tipo diferencial, proviene de la diferencia entre la venta de energía prevista con la obra terminada y la venta en el año de inicio del proyecto.

Para el cálculo se aplica el cuadro tarifario provincial vigente.

Se tiene en cuenta también el ahorro al evitar el reemplazo de postes de madera actuales

13.2.2. Egresos

Los egresos que se tienen son la inversión inicial la cual se compone de un 25% de capital de la Cooperativa y el 75% restante proviene del préstamo solicitado al banco de inversión y comercio exterior (BICE).

La compra de energía se realiza al mercado mayorista (CAMMESA). La compra de energía que es consumida por usuarios exentos del subsidio se

cotiza a un valor de 323 \$/MWh, y la energía correspondiente a los subsidiados es de 120 \$/MWh.

EL otro egreso son los gastos de operación y mantenimiento, facturación y administración. Cada una de estas actividades se estima como el 1% del beneficio de la venta de energía.

Por último tenemos como egreso el pago del préstamo solicitado. Las características del mismo son:

- Monto financiado: \$ 3.843.363
- Cuotas: 12 semestrales fijas
- Plazo: 6 años
- Sistema de amortización: Alemán
- Tasa de interés: estará compuesta por una tasa fija y una variable. La fija será de 12% TNA mientras que la variable se determina en función de la tasa Badlar.

13.2.3. Flujo de fondos para los distintos escenarios

Escenario pesimista

Balance		0	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos	Venta de Energía		\$ 418.759,15	\$ 467.346,43	\$ 521.574,30	\$ 582.097,92	\$ 649.648,56	\$ 725.042,47	\$ 809.190,77	\$ 903.110,42	\$ 1.007.936,61	\$ 1.124.936,43
	Ahorros de mantenimiento		\$ 69.000,00	\$ 86.250,00	\$ 107.812,50	\$ 134.765,63	\$ 168.457,03	\$ 210.571,29	\$ 263.214,11	\$ 329.017,64	\$ 411.272,05	\$ 514.090,06
	Material Recuperado											
	Préstamo	\$3.843.363,17										
	Total de Ingresos	\$3.843.363,17	\$487.759,15	\$553.596,43	\$ 629.386,80	\$ 716.863,54	\$ 818.105,59	\$ 935.613,76	\$ 1.072.404,88	\$ 1.232.128,06	\$ 1.419.208,66	\$ 1.639.026,49
Egresos	Inversión Inicial	\$5.124.484,23										
	Compra de Energía		\$ 11.744,37	\$ 11.920,54	\$ 12.099,35	\$ 12.280,84	\$ 12.465,05	\$ 12.652,02	\$ 12.841,81	\$ 13.034,43	\$ 13.229,95	\$ 13.428,40
	Operación y Mantenimiento		\$ 4.070,15	\$ 4.554,26	\$ 5.094,75	\$ 5.698,17	\$ 6.371,84	\$ 7.123,90	\$ 7.963,49	\$ 8.900,76	\$ 9.947,07	\$ 11.115,08
	Administración y Facturación		\$ 4.070,15	\$ 4.554,26	\$ 5.094,75	\$ 5.698,17	\$ 6.371,84	\$ 7.123,90	\$ 7.963,49	\$ 8.900,76	\$ 9.947,07	\$ 11.115,08
	Cuota	0	0	0	\$ 768.672,63	\$ 768.672,63	\$ 768.672,63	\$ 768.672,63	\$ 768.672,63	\$ -	\$ -	\$ -
	Intereses	0	\$ 557.235,01	\$ 557.235,01	\$ 529.373,26	\$ 417.926,26	\$ 306.479,26	\$ 195.032,25	\$ 83.585,25	\$ -0,00	\$ 0,00	\$ -0,00
	Total de Egresos	\$5.124.484,23	\$577.119,68	\$578.264,07	\$1.320.334,74	\$1.210.276,07	\$ 1.100.360,61	\$ 990.604,72	\$ 881.026,67	\$ 30.835,95	\$ 33.124,08	\$ 35.658,56
Flujo Neto	\$-1.281.121,06	\$ -89.360,53	\$ -24.667,64	\$ -690.947,94	\$ -493.412,53	\$ -282.255,02	\$ -54.990,96	\$ 191.378,21	\$ 1.201.292,11	\$ 1.386.084,57	\$ 1.603.367,93	
Flujo Acumulado	\$-1.281.121,06	\$ -89.360,53	\$ -24.667,64	\$ -690.947,94	\$ -493.412,53	\$ -282.255,02	\$ -54.990,96	\$ 191.378,21	\$ 1.201.292,11	\$ 1.386.084,57	\$ 1.603.367,93	

TIR	VAN
24%	\$ 3.357.576,16

Escenario intermedio

Balance		0	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos	Venta de Energía		\$495.570,09	\$563.744,15	\$ 641.314,08	\$ 729.576,58	\$830.007,49	\$944.286,53	\$1.074.325,52	\$ 1.222.300,44	\$ 1.390.687,96	\$1.582.307,06
	Ahorros de mantenimiento		\$69.000,00	\$86.250,00	\$ 107.812,50	\$ 134.765,63	\$168.457,03	\$210.571,29	\$263.214,11	\$ 329.017,64	\$ 411.272,05	\$514.090,06
	Material Recuperado											
	Préstamo	\$3.843.363,17										
	Total de Ingresos	\$3.843.363,17	\$564.570,09	\$649.994,15	\$749.126,58	\$864.342,21	\$998.464,52	\$1.154.857,82	\$ 1.337.539,63	\$ 1.551.318,07	\$1.801.960,01	\$2.096.397,12
Egresos	Inversión Inicial	\$5.124.484,23										
	Compra de Energía		\$27.403,54	\$28.362,66	\$ 29.355,35	\$ 30.382,79	\$31.446,19	\$32.546,80	\$33.685,94	\$ 34.864,95	\$ 36.085,22	\$37.348,21
	Operación y Mantenimiento		\$4.681,67	\$ 5.353,81	\$ 6.119,59	\$ 6.991,94	\$ 7.985,61	\$9.117,40	\$10.406,40	\$ 11.874,35	\$ 13.546,03	\$15.449,59
	Administración y Facturación		\$4.681,67	\$ 5.353,81	\$ 6.119,59	\$ 6.991,94	\$7.985,61	\$9.117,40	\$10.406,40	\$ 11.874,35	\$ 13.546,03	\$15.449,59
	Cuota	0	0	0	\$ 768.672,63	\$ 768.672,63	\$768.672,63	\$768.672,63	\$768.672,63	\$ -	\$ -	\$ -
	Intereses	0	\$557.235,01	\$557.235,01	\$ 529.373,26	\$417.926,26	\$306.479,26	\$195.032,25	\$ 83.585,25	\$ -0,00	\$ -0,00	\$ -0,00
	Total de Egresos	\$5.124.484,23	\$594.001,88	\$ 596.305,30	\$ 1.339.640,42	\$ 1.230.965,56	\$1.122.569,30	\$1.014.486,49	\$906.756,62	\$58.613,66	\$63.177,28	\$68.247,38
Flujo Neto	\$-1.281.121,06	\$-29.431,79	\$ 53.688,85	\$ -590.513,84	\$ -366.623,35	\$-124.104,79	\$140.371,33	\$430.783,01	\$1.492.704,41	\$1.738.782,73	\$2.028.149,73	
Flujo Acumulado	\$-1.281.121,06	\$-29.431,79	\$ 53.688,85	\$ -590.513,84	\$ -366.623,35	\$-124.104,79	\$140.371,33	\$430.783,01	\$1.492.704,41	\$1.738.782,73	\$2.028.149,73	

TIR	VAN
29%	\$ 5.278.026,77

Escenario optimista

Balance		0	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos	Venta de Energía		\$591.583,77	\$688.993,99	\$802.495,04	\$934.750,08	\$1.088.863,53	\$1.268.454,31	\$1.477.741,11	\$1.721.641,85	\$2.005.889,68	\$2.337.168,19
	Ahorros de mantenimiento		\$69.000,00	\$86.250,00	\$107.812,50	\$134.765,63	\$168.457,03	\$210.571,29	\$263.214,11	\$329.017,64	\$411.272,05	\$514.090,06
	Material Recuperado											
	Préstamo	\$3.843.363,17										
	Total de Ingresos	\$3.843.363,17	\$660.583,77	\$775.243,99	\$910.307,54	\$1.069.515,70	\$1.257.320,56	\$1.479.025,60	\$1.740.955,22	\$2.050.659,49	\$2.417.161,73	\$2.851.258,25
Egresos	Inversión Inicial	\$5.124.484,23										
	Compra de Energía		\$46.977,49	\$49.796,14	\$52.783,91	\$55.950,94	\$59.308,00	\$62.866,48	\$66.638,47	\$70.636,78	\$74.874,98	\$79.367,48
	Operación y Mantenimiento		\$5.446,06	\$6.391,98	\$7.497,11	\$8.787,99	\$10.295,56	\$12.055,88	\$14.111,03	\$16.510,05	\$19.310,15	\$22.578,01
	Administración y Facturación		\$5.446,06	\$6.391,98	\$7.497,11	\$8.787,99	\$10.295,56	\$12.055,88	\$14.111,03	\$16.510,05	\$19.310,15	\$22.578,01
	Cuota	0	0	0	\$768.672,63	\$768.672,63	\$768.672,63	\$768.672,63	\$768.672,63	\$-	\$-	\$-
	Intereses	0	\$557.235,01	\$557.235,01	\$529.373,26	\$417.926,26	\$306.479,26	\$195.032,25	\$83.585,25	\$-0,00	\$-0,00	\$-0,00
	Total de Egresos	\$5.124.484,23	\$615.104,63	\$619.815,11	\$1.365.824,03	\$1.260.125,82	\$1.155.051,00	\$1.050.683,12	\$947.118,41	\$103.656,88	\$113.495,28	\$124.523,50
Flujo Neto	-\$1.281.121,06	\$45.479,14	\$155.428,88	-\$455.516,48	-\$190.610,12	\$102.269,56	\$428.342,48	\$793.836,81	\$1.947.002,61	\$2.303.666,46	\$2.726.734,75	
Flujo Acumulado	-\$1.281.121,06	\$45.479,14	\$155.428,88	-\$455.516,48	-\$190.610,12	\$102.269,56	\$428.342,48	\$793.836,81	\$1.947.002,61	\$2.303.666,46	\$2.726.734,75	

TIR	VAN
35%	\$ 8.668.068,51

13.3. Rentabilidad de la inversión

Para analizar la rentabilidad usamos la siguiente tabla en la que se aprecia que el período de repago para cualquiera de los escenarios es menor que el tiempo de vida del proyecto, de las tablas anteriores se obtienen VAN positivo y TIR superior a la tasa de referencia, por lo que el proyecto es rentable. Obviamente los mayores beneficios se dan para el escenario optimista.

	Escenario pesimista	Escenario intermedio	Escenario optimista
Período de repago	7 años	6 años	5 años

14. Conclusiones

Con la puesta en marcha de estas instalaciones se logrará un significativo aumento en la distribución de energía eléctrica, mediante una inversión que es fácilmente recuperable, aun considerando tasas de crecimientos desfavorables.

La empresa a cargo de la distribución contará con un sistema confiable debido a la capacidad de interconexiones posibles lo que generará un impacto positivo en las actividades que se desarrollan en la zona estudiada.

15. Bibliografía

“Estudio de la demanda de energía eléctrica en el sistema de distribución de la Coop. Eléctrica y O. S. de Cdia. Ltda.”

Cuadro tarifario EPRE 2014

Resolución secretaría de energía 77/98

Apuntes de clases cátedra “proyecto final”

www.epre.gov.ar