Ente Provincial Regulador de la Energía de Entre Ríos
Urquiza 860 - 1er Entre Piso
Tel/Fax: 343-4207922/23/24
PARANÁ - ENTRE RíOS

REGISTRO DE NOTA

Nro. 01233/22
Fecha 29/04/2022
Iniciador COOP. CONCORDIA
Domicilio CONCORDIA
Motivo REMITEN PROPUESTA REVISION TARIFARIA QUINQUENAL 2021 - 2026

Sector Generador COOP. CONCORDIA
Fecha Ingreso 29/04/2022
Procedencia Ext. COOP. CONCORDIA
Descripción REMITEN PROPUESTA REVISION TARIFARIA QUINQUENAL 2021 - 2026
Documento ID 211001
Soporte Ejemplar ORIGINAL
Archivo Imagen

COOPERATIVA ELÉCTRICA Y OTROS SERVICIOS DE CONCORDIA LTDA.
URQUIZA Y 1º DE MAYO - E3200AGJ CONCORDIA - ENTRE RIOS - TEL. 422.8300 y Líneas Rotativas
HORARIO DE ATENCIÓN COMERCIAL DE 6:45 Hs. a 13 Hs - www.coopelec.com.ar
POR RECLAMO, FALTA O INCONVENIENTES DEL SUMINISTRO LLAMAR AL 0800-777-2332 LAS 24 Hs.

C.U.I.T.: 30-54569269-0
EXENTO IMP. PROVINCIALES LEY 3430
D.G.R. 30-54569269-0
I.V.A. RESPONSABLE INSCRIPTO
INICIO DE ACTIVIDADES: 09/01/1939

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
01
ENTRE RIOS

Concordia, 29 de abril de 2022

Señor Interventor
Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE)
Dr. José Carlos Halle
S / D

REF.: Resolución EPRE N° 255/2020
Resolución EPRE Nº 59/2021
EXPTE EPRE Nº 292/20

De nuestra consideración,

Marcelo Spinelli e Hilda Beatriz Racedo, en el carácter que seguidamente se invoca, constituyendo domicilio en Urquiza Nº 600 de la Ciudad de Concordia, Provincia de Entre Ríos, al Señor Interventor del Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE) nos presentamos y decimos:

I. PERSONERÍA

Conforme surge de la documentación que se adjunta, somos Presidente y Secretaria del Consejo de Administración de la Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. (CEC).

Declaramos bajo juramento de ley la plena autenticidad y vigencia del mencionado instrumento.

II. OBJETO

Atento lo previsto en los artículos 33 y subsiguientes de la Ley Nº 8.919 Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Entre Ríos, normas complementarias y lo establecido en el Contrato de Concesión de la CEC, venimos a presentar la información y documentación correspondiente a nuestra propuesta de cálculo de tarifas para el tercer período tarifario, respetando los principios tarifarios básicos establecidos en el Marco Regulatorio y su reglamentación, como así también los criterios para el estudio de costos de distribución para la formulación de propuestas establecidos en la Resolución EPRE Nº 92/15.

Es por ello que en tiempo y forma venimos a cumplimentar dicho requerimiento, dando cumplimiento con el artículo Nº 3º de la Resolución EPRE 255/2020 -modificado por la Resolución 59/2021-, en donde se convocó a las distribuidoras de energía eléctrica de la

Provincia de Entre Ríos para que efectúen en el marco de la Revisión Tarifaria Quinquenal 2021-2026 la presentación de propuestas al EPRE, estableciendo como fecha límite el día 29 de abril del 2022.

III. ADJUNTA DOCUMENTACIÓN

A tal efecto, se acompaña la documentación que se detalla a continuación:

Se deja aclarado en forma Previa que las siguientes especificaciones corresponden a:

VM = Versión Magnética

VE = Versión Escrita

- Documento Final de Revisión Tarifaria según Anexo I Resolución EPRE 92/15 conteniendo el desarrollo de los puntos 1 al 9. (VM) y (VE)

- Anexo -VAD Red Adaptada INE y Costos – 2021 (VM) y (VE)

- ZIP 1 – ZIP 2- ZIP3 – ZIP4 Con información respaldatoria de todo el desarrollo del trabajo. (VM)

IV. SOLICITA VISTA Y FORMULA RESERVA

Asimismo, por medio de la presente solicitamos tomar vista de las actuaciones de la referencia, en especial de las propuestas tarifarias de las demás distribuidoras de la Provincia de Entre Ríos, y hacemos reserva de presentar adecuaciones, consideraciones y/o modificaciones a la presente Propuesta en caso de considerarlo necesario, previo a la celebración de la Audiencia Pública.

V. AUTORIZACIONES

Por la presente autorizamos a los Ingenieros Pedro Rosenfeld y Federico Schattenhofer, y a los Dres. Pablo Hourbeigt, Valeria Furst, Pedro Gradin y/o Nicolás Yaryura Tobias a consultar el expediente de la referencia y/u otro que se forme, retirar copias, presentar escritos, participar de audiencias, y a realizar todo trámite que haga al derecho de la CEC y fuere delegable.

VI. PETITORIO.

Por todo lo expuesto previamente, al señor Interventor solicitamos:

- Nos tenga por presentado en el carácter invocado.

- Tenga por presentada en legal tiempo y forma nuestra propuesta de cálculo de tarifas para el tercer período tarifario.

COOPERATIVA ELÉCTRICA Y OTROS SERVICIOS DE CONCORDIA LTDA.
URQUIZA Y 1º DE MAYO - E3200AGJ CONCORDIA - ENTRE RIOS - TEL. 422.8300 y Líneas Rotativas
HORARIO DE ATENCIÓN COMERCIAL DE 6:45 Hs. a 13 Hs - www.coopelec.com.ar
POR RECLAMO, FALTA O INCONVENIENTES DEL SUMINISTRO LLAMAR AL 0800-777-2332 LAS 24 Hs.

C.U.I.T.: 30-54569269-0
EXENTO IMP. PROVINCIALES LEY 3430
D.G.R. 30-54569269-0
I.V.A. RESPONSABLE INSCRIPTO
INICIO DE ACTIVIDADES: 09/01/1939

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
02
ENTRE RIOS

- Nos conceda vista de las actuaciones de la referencia.
- Se tengan presentes la reserva y autorizaciones otorgadas.
- Oportunamente, se convoque a Audiencia Pública.

Sin otro particular, saludamos al Señor Interventor del Ente Provincial de la Energía muy atentamente

Hilda B. Racedo
SECRETARIA

Dr. Marcelo R. Spinelli
PRESIDENTE

E.P.E.R.
FECHA DE ENTRADA
29 ABR 2022
HORA: 12.10
FIRMA: VERONICA.

ENTE REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
93

REVISION TARIFARIA QUINQUENAL

2021 - 2026

COOPERATIVA ELECTRICA DE CONCORDIA

Presentación en base a la Resolución EPRE N 255/20

Abril 2022

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
04
ENTRE RIOS

INDICE

1. Conceptos Generales .....

2. Evaluación de Desempeño.....

3. Estudios de Mercado Eléctrico.....

4. Empresa Modelo – VNR y Costos Operativos.....

5. Calculo de la Tasa de Actualización.....

6. Categorías tarifarias y Asignación de Costos.....

7. Análisis Complementarios.....

8. Viabilidad de la Propuesta.....

9. Procedimiento Ajuste Costos de Distribución.....

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
05
ENTRE RIOS

1- CONCEPTOS GENERALES

La Cooperativa Eléctrica de Concordia presta el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica en una zona de Concesión que comprende a la Ciudad de Concordia y poblaciones aledañas del mismo departamento.

En esta oportunidad se presenta cumpliendo con todos los requisitos establecidos en la Ley de Marco regulatorio Provincial N° 8916 y normativas reglamentarias con el objetivo de exponer sus pretensiones tarifarias para el periodo 2021-2026, siguiendo específicamente los criterios establecidos por la resolución EPRE N° 92/15 que fueron reafirmados por la Resolución EPRE N° 255/20.

2- EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO

Se presenta la información de carácter técnico, comercial y financiero con el objeto de evaluar el desempeño de la cooperativa en el período en que se ha aplicado el Cuadro Tarifario vigente, y que sirve de antecedente al actual estudio del Valor Agregado de Distribución.

Se utilizó como moneda de referencia en toda la presentación los pesos argentinos de diciembre de 2021.

La información presentada es la siguiente organizada en tres archivos (ZIP1; 2; y 3)

2.1 Antecedentes generales

- Inventario de las instalaciones de distribución en MT y BT, y de AT (transmisión);
- Valor nuevo de remplazo de las mismas VNR;
- Inventario de las inversiones no eléctricas en bienes muebles e inmuebles afectados al servicio;
- Demanda máxima registrada en la SET AT/MT, en los alimentadores de MT (33 y 13,2 KV);
- Balances de energía y potencia para cada nivel de tensión;
- Pérdidas reales de energía de las redes de AT, MT y BT, incluyendo acometidas y medidores y perdidas no técnicas;
- Número de usuarios, ventas de energía y de potencia detalladas por categorías tarifarias y tipo de usuarios (regulados y no regulados);
- Estructura, recursos y costos de operación y mantenimiento técnico de AT, MT y BT (separadamente), incluyendo la asignación de personal;
- Estructura, recursos y costos de gestión comercial, incluyendo la asignación de personal;
- Ingresos por ventas de energía y potencia a clientes regulados y no regulados, alumbrado público (si correspondiera) y cargos fijos;

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

FOLIO 06

• Costos indirectos de administración, contabilidad y otros servicios funcionales, y su asignación a cada una de las actividades de inversión, operación y mantenimiento u otro servicio;

• Organigrama, de organización y funciones, y cuadro de asignación de personal;

• Estructura salarial por nivel, categoría y tipo;

2 .2 Antecedentes de los costos de terceros (contrataciones)

A saber, las principales:

2.2.1 Mantenimiento de Redes CO y Mtto. Sist. Transmisión Mtto. Sist. Distribución Media Tensión Mtto. Sist. Distribución Baja Tensión Ejecución de trabajos con tensión y alumbrado publico

2.2.2 Reparto de Facturas

2.2.3 Comisión de Cobranza Bancos Gestores

2.2.4 Vigilancia

2.2.5 Limpieza de Oficinas

2.3. Antecedentes de las instalaciones del sistema eléctrico:

• Diagramas unifilares de los sistemas eléctricos en AT, MT y BT, de distribución primaria y secundaria;

• Información de los costos estándares para la fijación del VNR en AT, MT y BT;

• Información de las instalaciones de distribución en AT, MT y BT;

Las instalaciones eléctricas se organizaron de acuerdo a lo siguiente:

- Alta Tensión:

Comprende las redes (aéreas y subterráneas) de alta tensión, así como los correspondientes equipos de protección, seccionamiento y de compensación.

- Estaciones: AT/MT y MT/MT

Comprende las estaciones de rebaje y maniobra en alta tensión (132 KV) y en 33 KV.

- Media Tensión (MT):

Comprende las redes (aéreas y subterráneas) de media tensión, así como, los correspondientes equipos de protección, seccionamiento

Estaciones:MT/BT

Comprende las subestaciones de distribución MT/BT de diferentes tipos.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
07
ENTRE RIOS

- Baja Tensión (BT):

Comprende las redes (aéreas y subterráneas) de baja tensión del servicio particular y las instalaciones del alumbrado público (redes aéreas y subterráneas, equipos de alumbrado y equipos de control).

- Acometidas y mediciones (MT y BT)

Respecto de las instalaciones no eléctricas se entrega la información siguiente

- Terrenos

- Edificios y Construcciones

- Equipos y Vehículos de Transporte y Carga

- Equipos de Almacén, Maestranza, Medición y Control

- Equipos de Comunicación

- Equipos de Oficina

- Equipos de Computación

2.4 Antecedentes de performance de la red y de calidad;

Índices de calidad de suministro por semestre de 2010 a 2021

• Frecuencia total media de interrupciones ponderada por sistema (SAIFI y FMIK) por fallas imprevistas + programadas;

• Duración total media de interrupciones ponderada por sistema (SAIDI y TTIK) por fallas imprevistas + programadas;

2.5 Antecedentes de información reportada al EPRE

Asimismo, se adjunta la información ya reportada al EPRE, en el año 2020 en el marco del cumplimiento de la resolución 092/14, requerida por nota EPRE 67/22.

Toda la información indicada se encuentra dentro del archivo ZIP 1, que se acompaña.

3- ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Se ha realizado el análisis de la evolución de cantidad de clientes, facturación de energía y demanda máxima para el período 2014-2021.

La evolucion se ha analizado para cada uno de los segmentos de clientes, considerando las categorías tarifarias vigentes.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
03
ENTRE RÍOS

Las tasas de crecimiento "α" de la facturación de energía por tipo cliente, de la demanda máxima y de la cantidad de clientes de cada segmento, fueron determinadas por ajuste de los valores obtenidos por expresión siguiente a los valores de históricos:

En los cuadros adjuntos se indican la evolución y las tasas resultantes para cada segmento y concepto.

EVOLUCION DE CLIENTES

EVOLUCION DE CLIENTES

TIPO DE CLIENTE	T1R RESIDENCIAL (T1, T5, T6, T43, T45)	T1G PEQ. DEM. USO GENERAL	MEDIANA DEMANDA	GRAN DEMANDA MT (33 kV) (T18, T21)	GRAN DEMANDA MT (13,2 kV) (T19, T22)	BAJA TENSION (T20, T23)	PEAJE	ALUMBRADO PUBLICO	
AÑO 2014	45974	5193	386	12	5	116	4	392	52082
AÑO 2021	52404	5470	308	8	7	205	4	417	58823
VARIACION	1.14	1.05	0.80	0.67	1.40	1.77	1.00	1.06	1.13
VARIACION ANUAL	1.02	1.01	0.96	0.93	1.06	1.10	1.00	1.01	1.02

La evolución de clientes anual es del 2%.

EVOLUCION DE ENERGIA

EVOLUCION ENERGIA (MWh)

TIPO DE CLIENTE	T1R RESIDENCIAL (T1, T5, T6, T43, T45)	T1G PEQ. DEM. USO GENERAL	MEDIANA DEMANDA	GRAN DEMANDA MT (33 kV) (T18, T21)	GRAN DEMANDA MT (13,2 kV) (T19, T22)	BAJA TENSION (T20, T23)	PEAJE	ALUMBRADO PUBLICO	
AÑO 2014	148746	36482.5	20976.16	24334.2	2944.8	31014.8	4901.8	17402	286802.26
AÑO 2021	146150.81	32422.13	11363.28	27982.18	1944.36	34834.35	4452.35	17961.21	277110.668
								VARIACION	0.97
							VARIACION ANUAL		0.99

La evolución de energía anual resulta de menos de un 1%

En cuanto a la potencia la misma evoluciona de 79,6 MW en 2015 a 86 MW en 2021, lo que significa un crecimiento del 8% para el periodo y de 1.2% anual.

Se anexa el archivo Excel con los cálculos correspondientes (Zip 4)

4. RED ADAPTADA- BASE DE CAPITAL DE AT- MT- BT

Ver Anexo I-WORD y archivos Excel: Zip 2 (Red Adaptada y Costos de Unitarios); Zip 3 (INES y Costos de Explotación)

5. CÁLCULO DE LA TASA DE ACTUALIZACIÓN.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
09

La tasa de actualización debe contemplar y otorgar a la Distribuidora un razonable margen de funcionamiento.

En términos prácticos, no parece razonable realizar cálculos teóricos, que no tienen un sustento en la realidad económica, tal como son la consideración del riesgo país y otras variables ideales.

Consideramos más conveniente, basarnos en la práctica nacional e internacional. De acuerdo a dicha experiencia, hemos observado que la tasa de actualización se establece en un rango del 10 al 12 %.

No obstante, considerando la situación actual se considera apropiado adoptar un valor del 8 % como tasa de actualización.

6. CÁLCULOS DEL VAD - COSTOS FIJOS - FACTORES DE EXPANSIÓN- ASIGNACIÓN DE COSTOS.

Se ha realizado el cálculo del VAD correspondiente a los niveles de AT, MT y BT, los Costos Fijos de cliente y los factores de Expansión de Pérdidas.

Para el cálculo del VAD a los tres niveles de tensión, se considerarán los resultados del Balance de Potencia, VNR de los Activos Eléctricos y No Eléctricos, correspondientes a las redes e instalaciones adaptadas y el cuadro de Asignación de los costos eficientes de Explotación.

Los cuadros correspondientes son:

6.1--Balance de potencia red adaptada

BALANCE POTENCIAS SIMULTANEAS NIVEL EETT

ETAPA	Punta kW	Potencia	Energía
Potencia ingresada Coop Concordia	**86549**	**2.01%**	**1.49%**
Pérdidas AT + SERU	312	0.36%	0.35%
Demanda MT total simultánea a nivel ET	**86237**		
Pérdidas MT 33 kV	1207	1.40%	0.85%
Pérdidas CR	217	0.25%	0.29%
Demanda uuarios en 33 kV	5007	1.65%	1.14%
ingreso a 13,2 kV	**79806**	**0.79%**	**0.48%**
Pérdidas MT 13,2 kV rural	239	0.30%	0.18%
Pérdidas MT 13,2 kV urbana	391	0.49%	0.30%
Demanda usuarios 13 kV	2146		
Demanda BT total simultánea a nivel ET	**77029**	**7.77%**	**6.33%**
Pérdidas CT MT/BT	1324	1.86%	2.11%
Pérdidas técnicas BT	2793	3.91%	2.22%
Pérdidas reconocidas no técnicas BT	1541	2.00%	2.00%
Demanda clientes BT simultánea a nivel ET	**71371**		

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
10
ENTRE RIOS

6.2-VNR de Redes Adaptadas (en miles de pesos de 2021)

Se adjuntan los montos de VNR adaptado asignado en cada nivel de tensión en miles de pesos

VNR ASIGNADO POR NIVEL DE TENSION

CONCEPTO	AT	MT	BT
Líneas de AT	160,614.4	186,259.3	-
ET 132/33/13,2 kV	686,928.8	796,609.1	-
Líneas 33 kV	1,256,597		
Centros 33/13,2 kV		771664.9	
Líneas urbanas 13,2 kV		834602.8	
Líneas rurales 13,2 kV		370483.3	
Sistema protectivo	37104.8	43029.2	
Centros MT/BT			1275187.5
Líneas BT			2559843.0
Mediciones MT	8715.5	3742.3	
Mediciones BT			386795.2
SUBTOAL REDES E INST.	2,149,960.0	3,006,390.9	4,221,825.7
Activos no eléctricos	92206.5	128936.7	181063.8
TOTAL POR NIVEL DE TENSION	2242166.5	3135327.6	4402889.4

6.3-Cuadro de Costos de Explotación Asignados (m$ 2021)

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

FOLIO 11

TABLA DE ASIGNACION DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SISTEMA ELÉCTRICO MODELO

Concepto		TOTAL	Costos de OyM Técnicos (m$)				Comercialización		
			Distribución AT	Distribución MT	Distribucion BT	TOTAL	Gestión Comercial	Costo asociado al Usuario	TOTAL
Costos Directos									
1	Personal Propio	483,644.64	47,628.82	53,416.97	169,741.11	**270,786.90**	169,119.28	43,738.47	**212,857.74**
2	Servicio de Terceros	280,186.83	32,342.80	36,273.30	115,264.32	**183,880.42**	38,666.50	57,639.91	**96,306.41**
3	Cargas Diversas y Otros	90,905.25	3,381.09	3,791.98	12,049.62	**19,222.69**	71,682.56	0.00	**71,682.56**
4	Gastos funcionamiento	34,053.68	3,822.17	4,286.66	13,621.57	**21,730.40**	6,161.64	6,161.64	**12,323.28**
	Total	**888,790.40**	**87,174.88**	**97,768.91**	**310,676.62**	**495,620.40**	**285,629.98**	**107,540.02**	**393,170.00**
Costos Indirectos (Actividades de Apoyo)									
1	Personal Propio	184,986.01	18,143.91	20,348.87	64,661.85	**103,154.62**	59,448.83	22,382.55	**81,831.38**
2	Servicio de Terceros	72,060.54	12,674.76	14,215.07	45,170.71	**72,060.54**	23,158.05	8,719.03	**31,877.08**
3	Aporte Organismo Regulador	430,927.81	75,796.07	85,007.28	270,124.46	**430,927.81**			
4	Gastos funcionamiento	14,302.49	2,515.67	2,821.39	8,965.43	**14,302.49**			
	Total	**702,276.85**	**109,130.41**	**122,392.61**	**388,922.44**	**620,445.46**	**82,606.88**	**31,101.59**	**113,708.47**
Asignación de Costo de Gestión Comercial									
1	Personal Propio	169,119.28	29,746.46	33,361.43	106,011.38	**169,119.28**			
2	Servicio de Terceros	38,666.50	6,801.07	7,627.57	24,237.86	**38,666.50**			
3	Cargas Diversas y Otros	71,682.56	12,608.28	14,140.51	44,933.77	**71,682.56**			
4	Gastos funcionamiento	6,161.64	1,083.77	1,215.48	3,862.39	**6,161.64**			
	Total	285,629.98	**50,239.57**	**56,345.00**	**179,045.40**	**285,629.98**			
	TOTAL ASIGNADO		**246,544.86**	**276,506.52**	**878,644.46**			**138,641.60**	

6.4-Calculo de VAD por etapa y Costos fijos de clientes por tipo

Para el cálculo de los Costos Fijos se consideraron como Inversión los Costos de Conexión y como Gastos de Explotación los Asignados a clientes.

El costo de las Conexiones se resume en el cuadro siguiente, incluyendo la cantidad de clientes correspondientes a cada categoría tarifaria

Los Costos de Explotación asignados a la atención comercial de clientes, están incluidos en el cuadro 3.

VAD AT, MT y BT

Partiendo de los datos indicados en los cuadros 1, 2 y 3, se ha realizado el cálculo de los valores de VAD, AT, MT y BT y de Costo de Conexión por categoría tarifaria, cuyo resumen se observa en el siguiente cuadro:

Los VAD resultantes se observan en el siguiente detalle

Se comenta que en el caso del VAD AT se ha considerado el porcentaje de la potencia que despacha la SET Rio Uruguay en 33KV.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

FOLIO
12

VAD RED ADAPTADA CONCORDIA

		VAD			Cargo Fijo					
Descripción	**Unidad**	**VAD AT**	**VAD MT**	**VAD BT**	**T1M**	**T1Trif**	**Alumbrado**	**T2**	**T3BT**	**T3MT**
Valor Nuevo de Reemplazo	miles $	2,242,167	3,135,328	4,402,889	0	0		0	526,374	117,885
Costo Anual de Inversión (aVNR)	miles $	197,311	275,909	387,454	0	0		0	46,321	10,374
Costo Anual de OyM	miles $	246,545	276,507	878,644	104,272	22,760	1,735	1,282	12,502	5,591
Total Costo Anual	**miles $**	**443,856**	**552,415**	**1,266,099**	**104,272**	**22,760**	**1,735**	**1,282**	**58,823**	**15,965**
Demanda	kW	84,813	79,175	71,371						
Número de clientes	unidad				52,404	5,470	417	308	205	19

VAD Inversión	$/kW-mes	193.9	290.4	452.4
VAD OyM	$/kW-mes	242.2	291.0	1,025.9
VAD	$/kW-mes	**436.1**	**581.4**	**1,478.3**
Cargo Fijo	$/cliente-mes			

					165.8	**346.7**	**346.7**	**346.7**	**23,911.6**	**70,021.6**

6.5-Perdidas de potencia y energía por nivel de tensión

Los porcentajes de Pérdidas, se han calculado para la red técnica económicamente adaptada en explotación.

Se ha considerado en BT, un incremento por pérdidas no técnicas inevitables del 2% de la Venta de BT.

Los valores de los porcentajes esta referidos a cada etapa

	Potencia (%)	Energia (%)
Pérdidas AT	2.01	1.49
Perdidas MT	0.79	0.48
Perdidas BT	7.76	6.33

7. ANALISIS COMPLEMENTARIOS.

No hemos realizado análisis de alternativas de reasignación de costos entre distintos segmentos tarifarios porque consideramos que no resulta oportuno por parte de la Cooperativa proporcionar estas alternativas de asignación de costos, que trasladan el pago de costos de unos segmentos de clientes a otros.

Consideramos que en el marco regulatorio se establecen los requisitos y condiciones para efectuar los estudios que permiten realizar el cálculo de los elementos básicos de las tarifas compuestas por el VAD (Valor Agregado de Distribución) para cada nivel de tensión, las pérdidas de potencia y energía reconocidas y los costos fijos de los clientes.

Todos estos conceptos han sido determinados en nuestra propuesta en base a los estudios realizados en cumplimiento de la resolución 092 y que entregamos al EPRE para su consideración.

Es facultad del EPRE, a partir de su visión política, determinar si corresponde establecer esquemas de subsidios cruzados o en contrario determinar que cada grupo de usuarios se haga cargo de los costos que ocasiona.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
13

En particular, los casos de líneas dedicadas mencionados en la resolución sólo se producen, en casos puntuales, y por lo tanto para el desarrollo armónico del sistema y tratamiento igualitario de todos los clientes la aplicación de costos medios a todas las circunstancias resulta en nuestra opinión lo más conveniente. Evidentemente con la aplicación de costos medios finalmente, de manera natural, quedarán subsidiados los servicios que demandan mayores costos, como son por ejemplo los servicios en zonas rurales.

Los excedentes típicos de facturación se observan, en aquellos clientes cuyas demandas de punta no recaen en la punta del sistema, produciendo de esta manera, una subutilización por parte de dichos clientes de las instalaciones aguas arriba del suministro en horas de punta.

8. ESTUDIO DE VIALIDAD DE LA PROPUESTA.

8.1 Análisis General

La propuesta presentada ha sido desarrollada, de acuerdo al procedimiento establecido en la resolución 092, habiendo seguido los lineamientos de la misma en el desarrollo de los cálculos y en la realización de los cálculos correspondientes

En particular se ha desarrollado la determinación de la red de AT, MT y BT económicamente adaptada determinando su VNR y porcentajes de perdidas. Asimismo, se ha determinado la optimización de los activos no eléctricos y la optimización de los costos de Explotación técnica y comercial y de administración y gerenciamiento.

A diciembre de 2021, las tarifas actuales otorgaban un ingreso específico neto anual para la Cooperativa de algo menos de M$ 928.4.

Con la tarifa propuesta:

-Ingreso neto por venta de potencia es de: M$ 2262 (en AT, MT y BT)

-Ingreso neto por cargo fijo: M$ 204.8

Total ingreso neto anual: **M$ 2467.2**

Los Gastos que requiere la Cooperativa son:

-Gastos en personal propio M$ 797.2

-Gastos de explotación M$ 1151.1 (incluye impuestos)

-Inversiones anuales M$ 478.2 (sin incluir atrasos de inversión)

Total requerido **M$ 2426.2**

Con lo cual la nueva tarifa permitirá solventar los costos requeridos corrientes, sin tener en cuenta los atrasos de inversión.

A lo largo del periodo de tarificación, la recaudación se verá afectada (a valores constantes) por factores que se combinan en la determinación de la recaudación.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
14
ENTRE RIOS

Por un lado, el ajuste del VAD aplicando el factor de eficiencia (FEE) y, por otro lado, el incremento de potencia contratada y número de clientes.

Si se observan los valores que alcanzan tanto los factores de eficiencia (FEE) como los indicadores de crecimiento de la potencia contratada y la cantidad de clientes, se verá que, a lo largo del periodo, la facturación tendrá en valores constantes un incremento del orden del 6% en el periodo.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
VAD BT	100.00	101.52	103.60	104.63	106.23	107.85
VAD MT	100.00	101.27	102.57	103.88	105.22	106.57
CF Clientes	100.00	101.00	99.53	99.06	98.59	98.14

El cálculo para cada caso se realiza con las siguientes expresiones:

$$VAD_{N+1} = VAD_N \times FEE_{VAD} \times (1+\alpha)^n$$

Siendo:

- VAD_{N+1} y VAD_N los valores de años subsiguientes
- FEE_{VAD}: factor de ajuste por eficiencia del VAD
- α: tasa de crecimiento de potencia contratada. (2%)
- n: años

$$CFCL_{N+1} = CFCL_N \times FEE_{CL} \times (1+\beta)^n$$

Siendo:

- $CFCL_{N+1}$ y $CFCL_N$ y FEE_{CL} los cargos fijos y el factor de eficiencia por cliente de años subsiguientes
- β: tasa de crecimiento anual de clientes.(2,0%)
- n: años

8.2 impacto de la propuesta en los ingresos

Se ha evaluado el impacto de la propuesta tarifaria en los ingresos netos, considerando los valores agregados de VAD AT, MT y BT y los costos fijos propuestos a diciembre de 2021, tal como lo indica la resolución 092/15.

Los cálculos de ingresos netos anuales con la nueva tarifa para el primer año serían los siguientes:

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
15
ENTRE RÍOS

CALCULOS DE INGRESOS NETOS NUEVA TARIFA	
Concepto	Valor (M$)
Vad AT	443.9
Vad MT	552.4
Vad BT	1266.1
Conexiones	204.8
Perdidas AT	10.3
Perdidas MT	3.0
Perdidas BT	38.4
TOTAL	**2518.9**

En el año 2021 los ingresos brutos por venta de energía fueron:

INGRESOS BRUTOS POR VENTAS		
T1R RESIDENCIAL (T1, T5, T6, T43, T45)	$	866.82
T1G PEQ. DEM. USO GENERAL	$	278.21
MEDIANA DEMANDA	$	106.84
GRAN DEMANDA MT (33 kV) (T18, T21)	$	205.52
GRAN DEMANDA MT (13,2 kV) (T19, T22)	$	20.14
BAJA TENSION (T20, T23)	$	286.39
PEAJE	$	8.55
ALUMBRADO PUBLICO		195.68
TOTAL	**$**	**1,968.14**

Considerando los pagos de energía a CAMMESA y de peaje jurisdiccional el saldo neto resulto:

PAGOS CAMMESA Y TRANSPORTE JURISDICCIONAL	Valor (M$)
Compras a CAMMESA	833
Peaje 132 kV	50.9
Peaje 33 kV	155.8
TOTAL	**1039.7**
SALDO NETO	**$ 928.44**

Los nuevos valores tarifarios implicarían un salto del ingreso neto de la Cooperativa del orden del 175%.

Cabe comentar que en el curso del presente año las distribuidoras de Entre Ríos recibieron un incremento del 42% en sus ingresos brutos. Esto haría que los mismos se incrementen a M$2794, con lo cual el margen seria de M$ 1755.1 con lo cual el incremento requerido sobre VAD seria ahora del 43%, **que se reflejaría en un 20% en las tarifas finales.**

Anexo: Se anexa el archivo Excel con el cálculo del VAD, ingresos y factores de ajuste

9. PROCEDIMIENTOS DE AJUSTE DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN.

Se consideran los dos factores de ajuste de los costos de distribución:

a) Por variaciones significativas de precios y salarios

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
16
ENTRE RIOS

b) Por incrementos en la eficiencia de los sistemas.

a) Por variaciones de Precios y salarios

Se consideran los siguientes factores para los valores de VAD:

- Materiales: Índice de precios mayorista
- Mano de Obra Inversión: Mix Índice UOCRA y LyF
- Gastos de administración y explotación técnica y comercial: Índice de variación de salarios de L y F y mayorista no agropecuario.

Para los Costos Fijos por Cliente:

- Índice de Variación de salarios de L y F y mayorista no agropecuario.

Con lo cual las fórmulas quedarán conformadas de la siguiente forma:

CONCEPTO	INDICE	VAD ATy MT	VAD BT	C.F.
Materiales	IP Mayorista	25%	25%	0
Mano de Obra Construcción y montaje inversiones	MixÍndice UOCRA y LyF	25%	30%	0
Gastos Oy M personal	Índice Salarios LyF	30%	35%	50%
Otros gastos OyM	IP Mayorista	20%	10%	50%

b) Por incrementos en la eficiencia de los sistemas

Considerando la eficiencia incremental obtenible en la distribución.

Se propone aplicar la siguiente fórmula de economía de escala (FEE)

$$FEE = \frac{P_{fc} + (1+Tc)^n \times P_{vc}}{(1+Tc)^n}$$

Donde:

- P_{fc}: Proporción Fija del Costo
- P_{vc}: Proporción Variable de Costo
- T_c: Tasa de Crecimiento de Clientes o Demanda
- n: años

Por lo cual de la aplicación de la fórmula resulta:

	Variables			FEE Resultante				
Descripción	**Pfc**	**Pvc**	**Tc**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**
VAD MT	**40**	**60**	1%	99.5	99.1	98.6	98.1	97.7
VAD BT	**60**	**40**	1%	99.3	98.6	97.9	97.2	96.5
C.F.	**50**	**50**	2%	99.0	98.1	97.1	96.2	95.3

Nota: Los archivos Excel correspondientes a los ítems 6; 7; 8 y 9 se encuentran en el ZIP4

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
17
ENTRE RIOS

Anexo Punto 4 Res 92/15

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS PARA COOPERATIVA DE CONCORDIA – ENTRE RIOS

INFORME FINAL

- Abril 2022 -

RED ADAPTADA / BASE DE CAPITAL DE -AT MT Y BT

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
18

CONTENIDOS

INFORME FINAL 1
RED ADAPTADA / BASE DE CAPITAL DE -AT MT Y BT 1
1 Explicación y Fundamentación de la Metodología 4
1.1 Introducción 4
1.2 Fases del Trabajo 5
1.3 Descripción breve de la Metodología Utilizada 6
1.3.1 Evaluación del Mercado Eléctrico 6
1.3.2 Evaluación del Marco Regulatorio a considerar respecto de la Calidad de Servicio y Producto Técnico ... 6
1.3.3 Definición de las opciones tecnológicas y de arquitectura de red por zona característica. 6
1.3.4 Costos de Instalación unitarios 7
1.3.5 Procesamiento de Alternativas y Determinación de las Redes 7
1.3.6 Cálculo del VNR adaptado y costos por KVA 9
1.3.7 Balance de Potencia y Energía y cálculo de Pérdidas Técnicas 9
2 Zonificación y Caracterización del Mercado Eléctrico. 10
2.1 Criterios para la Identificación de Áreas Típicas. 10
2.1.1 Tipo de Zona. 10
2.1.2 Zonas urbanas (densidad de Carga) 10
2.1.3 Zonas Rurales y Urbano Rurales 11
2.1.4 Zonas Rurales y Urbano Rurales 11
2.2 Localidades Aledañas. 12
2.3 Procesamiento de Datos y Caracterización de cada Área Típica 12
Cuadro General de Áreas Urbanas 12
2.3.1 12
2.3.2 Caracterización de Circuitos de MT. 19
3 Exigencias del Contrato de Concesión. 20
3.1 Calidad de Servicio Técnico. 20
3.2 Calidad de Producto. 21
3.2.1 Exigencias del Contrato de Concesión 21
3.2.1.1 Exigencias establecidas 21
3.3 Determinación de las caídas de tensión admisibles por componente de Red. 22
3.3.1 Hipótesis consideradas. 22
3.3.2 *Metodología y expresiones de cálculo.* 23
3.3.2.1 Redes de 13,2 kV, alimentados desde de 132 kV(sin subtransmisión 33 kV) 24
3.3.2.2 Caso de Existencia de red de 33 kV Intermedia. 27
3.3.3 Condiciones Resultante para el Modelo de Estudio de la Red Técnico Económicamente Adaptada 29
4 Definición De Opciones Tecnológicas Y Arquitectura De Red Por Zona 31
4.1 Arquitecturas de Red 31
4.1.1 Urbano Alta y Media Densidad 31
4.1.2 Urbano Baja Densidad 32
4.1.3 Rural (incluye localidades urbanas pequeñas) 32
4.2 ZONA 35
4.3 RURAL 35
4.2 Tecnologías Aplicables. 37
5 Determinación de los Costos Unitarios de Instalación. 42
5.1 Alcance 42
5.2 Criterios Utilizados 42
5.3 Cálculo de Costos de Gestión de Inversión 44
5.4 Costos Unitarios De Instalación Resultantes. 44
6 Metodología de Cálculo. 49
6.1 Redes de 33 kV y Transformación 33/13,2 kV 49
6.2 CENTRO Concordia (urbano de alta densidad de carga) 51
6.2.1 Costo de las instalaciones iniciales 51
6.2.1.1 Costo de la red de media tensión inicial 52
6.2.1.2 Costo de los centros de transformación MT/BT iniciales: 55
6.2.1.3 Costo de los transformadores iniciales: 55
6.2.1.4 Costo de la red de baja tensión inicial: 56
6.2.2 Costo de mantenimiento 58
6.2.2.1 Costo de mantenimiento de media tensión 58
6.2.2.2 Costo de mantenimiento de los centros de transformación 58
6.2.2.3 Costo de mantenimiento de la red de baja tensión 59
6.2.3 Costo de pérdidas 59
6.2.3.1 Pérdidas en transformadores 60
6.2.3.2 Pérdidas en la red de baja tensión 61

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

FOLIO 19

6.3 CONCORDIA Periferia y otras localidades 62
(Áreas Urbana de media y baja densidad) 62
6.3.1 Costo de las instalaciones iniciales 63
6.3.1.1 Costo de la red de media tensión inicial 63
6.3.1.2 Costo de los centros de transformación MT/BT iniciales: 67
6.3.1.3 Costo de los transformadores iniciales: 67
6.3.1.4 Costo de la red de baja tensión inicial: 67
6.3.2 Costo directo de mantenimiento 69
6.3.2.1 Costo de mantenimiento de media tensión 70
6.3.2.2 Costo de mantenimiento de los centros de transformación 70
6.3.2.3 Costo de mantenimiento de la red de baja tensión 70
6.3.3 Costo de pérdidas 71
6.3.3.1 Pérdidas en la red de media tensión 71
6.3.3.2 Pérdidas en transformadores 72
6.3.3.3 Pérdidas en la red de baja tensión 73
6.4 Redes Rurales y urbano rurales de 13,2 kV y BT Asociado 74
6.5 Aplicación de Retorno por tierra 19,2 kV y 13,2 kV. 75
6.6 Definición de Escenarios de Estudio, Datos de Ingreso y Variables a Optimizar. 75
6.6.1 Datos De Ingreso Básicos 76
6.6.2 Variables A Optimizar 76
7 Resultados. 78
7.1 Redes de 132 kV y centros de transformación 132/13,2/33kV. 78
7.2 Redes de 13,2 kV 81
7.3 Sistemas protectivos de MT. 82
7.4 Centros de transformación MT/BT y redes de BT urbanas y rurales. 84
7.5 Acometidas MT y BT 86
7.6 Resumen VNR, redes e instalaciones. 87
8 Balance y pérdidas técnicas. 88
8.1 Pérdidas técnicas. 88
8.1.1 Pérdidas AT y AT/MT 88
8.1.2 Redes MT, urbanas y rurales. 88
8.1.3 Centros de transformación MT/MT 89
Los resultados de la modelización arrojan los siguientes valores: 89
8.1.4 Centros de transformación MT/BT 90
8.1.5 Red BT 90
8.2 Balance de potencia. 91

Anexos Excel:(**contenidos en el ZIP2**)
-Cálculos de red adaptada
-Costos unitarios de:

Redes de AT y estaciones AT/MT
Centros de rebaje 33/13,2KV
Centros de S y M grandes clientes
Centros de transformación MT/BT
Líneas aéreas de MT y BT
Líneas subterráneas de MT y BT

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
20
- ENTRE RÍOS -

1 Explicación y Fundamentación de la Metodología

1.1 Introducción

La valuación de activos de las redes de Distribución se debe realizar, en base a la determinación de la red Técnico-económicamente óptima y adaptada al mercado eléctrico. Las redes reales pueden estar desadaptadas y no constituir la opción óptima.

Para la determinación de la red adaptada Técnico-económicamente se han evaluado distintas alternativas de Tecnología y Desarrollo de la red aplicable a la Cooperativa de Concordia.

Las posibilidades Tecnológicas y de desarrollo de red se determinan evaluando:

- Condición catastral (urbano o rural).
- Tipo de clientela y concentración.
- Distribución y densidad de carga de MT y BT.
- Tipo de red posible por condiciones ambientales y reglamentación vigente.

Considerando las características del Mercado se definen las opciones posibles de Arquitectura de Red y tecnología a emplear, con el objeto de cumplir con las condiciones de Calidad.

Mediante un análisis de optimización de tecnología y red se determinaron las óptimas para cada opción considerando:

- Arquitectura de Red y Tecnología Adecuada.
- Cantidad y sección de los circuitos de MT y BT.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
21
ENTRE RÍOS

- Potencia de transformación MT/MT y MT/BT.
- Ubicación de dispositivos de maniobra y automatismos.

La selección de la mejor alternativa corresponde aquello de los costos actualizados menores (capitalizados), comprendiendo Instalaciones Actuales, Costos de Mantenimiento, Costos de Pérdidas Técnicas, de forma tal de poder seleccionar la opción óptima para la clientela. (Aquella de menor valor económico total).

1.2 Fases del Trabajo

La determinación de la red Técnico-económicamente óptima y adaptada se desarrolló según las siguientes fases:

a) Evaluación del Mercado Eléctrico.
b) Evaluación del Marco Regulatorio a considerar para calidad de servicio y producto técnico.
c) Definición de las opciones tecnológicas y de arquitectura de la red por zona característica.
d) Determinación de costos estándar de instalación.
e) Procesamiento de alternativas y determinación de las redes técnico-económicamente adaptadas óptimas, de MT y BT.
f) Cálculo VNR Adaptado.
g) Cálculo de Pérdidas Técnicas y Balance de Potencia y Energía.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
22
ENTRE RIOS

1.3 Descripción breve de la Metodología Utilizada

1.3.1 Evaluación del Mercado Eléctrico

Sobre la base de la división catastral del área servida (áreas urbanas y rurales), se efectuó la clasificación de cada uno de los circuitos de MT en Urbanos y Urbano Rurales.

Asimismo, se agruparon los circuitos urbanos, considerando la carga global de los mismos y la densidad de carga por unidad de superficie para cada área/localidad.

De esta manera los circuitos y las correspondientes áreas urbanas quedaron diferenciados de las rurales de características distintas.

1.3.2 Evaluación del Marco Regulatorio a considerar respecto de la Calidad de Servicio y Producto Técnico

Se evaluaron las normas de calidad de servicio y producto técnico que serán de aplicación para el próximo período tarifario y se determinaron sus implicancias en cuanto a las opciones de tipo de red a utilizar, la topología o arquitectura de red requerida o conveniente, las caídas de tensión máximas admisibles, las prácticas de regulación de tensión a realizar.

1.3.3 Definición de las opciones tecnológicas y de arquitectura de red por zona característica.

En primera instancia se consideraron las restricciones al tendido Aéreo

Definida la posibilidad de tipo de red aérea se definieron las tecnologías y tipo de CT aplicable a cada zona característica resultante.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
23

La selección de opciones tecnológicas más adecuadas se realizó en función de prácticas ya realizadas por la cooperativa, o bien conocidas y con buenos resultados a nivel nacional o internacional.

Las opciones de arquitectura de red requerida (circuitos típicos) para cada zona característica, se evaluaron considerando las características de mercado.

1.3.4 Costos de Instalación unitarios

Para cada opción tecnológica considerada más adecuada, se determinaron los costos de Instalación unitarios a dic 2021.

Los costos de Instalación se elaboraron con los valores vigentes de costo de materiales, costo de mano de obra y estándares de rendimiento de la mano de obra. A estos se les adicionó los costos de gestión de materiales, proyectos, gestión de permisos, supervisión de obra e intereses intercalados.

1.3.5 Procesamiento de Alternativas y Determinación de las Redes

Los modelos de cálculo técnico-económico para evaluar cada una de las opciones tecnológicas y de red consideran los siguientes costos capitalizados:

- Instalaciones Iniciales.
- Costos de Explotación.
- Costos de Pérdidas.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
24
ENTRE RÍOS

Estos modelos permiten elegir la opción más conveniente de red y optimizar la tipología, cantidades y secciones de las redes de MT, centros de transformación MT/BT y red de BT, disposición de reservas y utilización de equipamientos de maniobra y protección.

Se determinaron las hipótesis fijas y los variables a optimizar que se utilizarán para determinar la red óptima técnico-económicamente.

Las hipótesis fijas que comprenden los datos y escenarios básicos de análisis son las siguientes:

- Demandas y superficies a abastecer
- Densidades de carga resultantes de la caracterización.
- Tipo de red posible por zona característica.
- Tasas de crecimiento horizontal y vertical.
- Tasa de descuento.
- Costo de pérdidas.
- Costos de instalación y explotación (instalaciones tecnológicamente adecuadas).
- Niveles de utilización deseados.
- Tiempos de utilización y de pérdidas (por nivel de tensión).

Las opciones y otras variables a optimizar son:

- Desarrollo de red.
- Cantidad y sección de circuitos de MT y BT.
- Potencia de Transformación MT/BT.
- Uso y ubicación de Dispositivos de protección y automatismos.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
25
ENTRE RIOS

1.3.6 Cálculo del VNR adaptado y costos por KVA

A partir de los resultados obtenidos a la optimización de tecnologías y redes y empleando los costos unitarios determinados, se realizó el cálculo del VNR adaptado para MT y BT.

1.3.7 Balance de Potencia y Energía y cálculo de Pérdidas Técnicas

Se confeccionó el balance de Potencia y Energía a Diciembre de 2021 Incluyendo las pérdidas Técnicas correspondientes a las redes Técnico-Económicamente adaptadas.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

FOLIO 26

2 Zonificación y Caracterización del Mercado Eléctrico.

2.1 Criterios para la Identificación de Áreas Típicas.

Se ha empleado criterios generales para la definición de las áreas típicas en base a las características de las mismas. Estos criterios apuntan a establecer la mejor síntesis de representatividad posible de cada una de las zonas (áreas) que por sus características tienen costos de explotación y expansión diferentes.

A continuación, se da una descripción de los criterios utilizados.

2.1.1 Tipo de Zona.

La primera diferenciación que puede hacerse del mercado a atender consiste en diferencia el mercado en urbano (Concordia) y rural (incluye urbano rural).

2.1.2 Zonas urbanas (densidad de Carga).

La característica utilizada para determinar las zonas urbanas es la densidad de carga de MT y BT.

Para determinar las densidades de BT se utilizaron los mapas de los centros urbanos en donde están indicadas las zonas que atiende cada conjunto CT MT/BT. En localidades donde la dispersión era reducida se estableció, por valor de densidad y por ubicación geográfica, cuáles de todas las zonas correspondían al casco urbano y cuales a las zonas urbanas aledañas.

El área de Concordia ciudad, se agrupo en zonas de características distintivas de acuerdo a las densidades y a su distribución. Se determinaron así para las áreas urbanas

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

FOLIO
27

3 zonas de densidades: urbana alta densidad, urbana media densidad, urbana de baja densidad.

Cualquiera sea el caso la densidad de cada zona para determinar la red de BT se calculó mediante el promedio ponderado de cada una de las densidades de las zonas servidas por los conjuntos de CT MT/BT. Para calcular la densidad aplicable a la red de MT se indica en el cálculo no solo la suma de las áreas servidas por cada centro MT/BT sino también las áreas sin servicio eléctrico aledañas o circundadas por las zonas con servicio y las demandas de MT.

2.1.3 Zonas Rurales y Urbano Rurales

Debe atenderse, para definir las áreas típicas, no solo el nivel de densidad de las áreas servidas por los centros de transformación MT/BT sino también el grado de agrupamiento que tienen estas áreas servidas. Esto último afecta por sobre todo el desarrollo de la red MT y la necesidad de un sistema de subtransmisión (33 kV),

2.1.4 Zonas Rurales y Urbano Rurales

Más allá de lo estrictamente económico y técnico existen limitaciones al tipo de tecnología de distribución a utilizar.

En este sentido se ha tratado de respetar las prácticas actuales.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA FOLIO 28 ENTRE RIOS

2.2 Localidades Aledañas.

Para la realización de los estudios se eligió un conjunto de localidades buscando representatividad para toda la concesión. Se calculan las densidades de carga de dichas localidades.

2.3 Procesamiento de Datos y Caracterización de cada Área Típica.

A partir de los datos de cada conjunto centro de transformación MT/BT se obtienen las densidades de carga BT tal cual fue descripto en apartados anteriores. Cabe aclarar que en el proceso se separan las cargas puntuales que difieren fundamentalmente de su entorno (que pueden distorsionar el cálculo de la densidad BT).

Se adjuntan a continuación las tablas con resultados y planos.

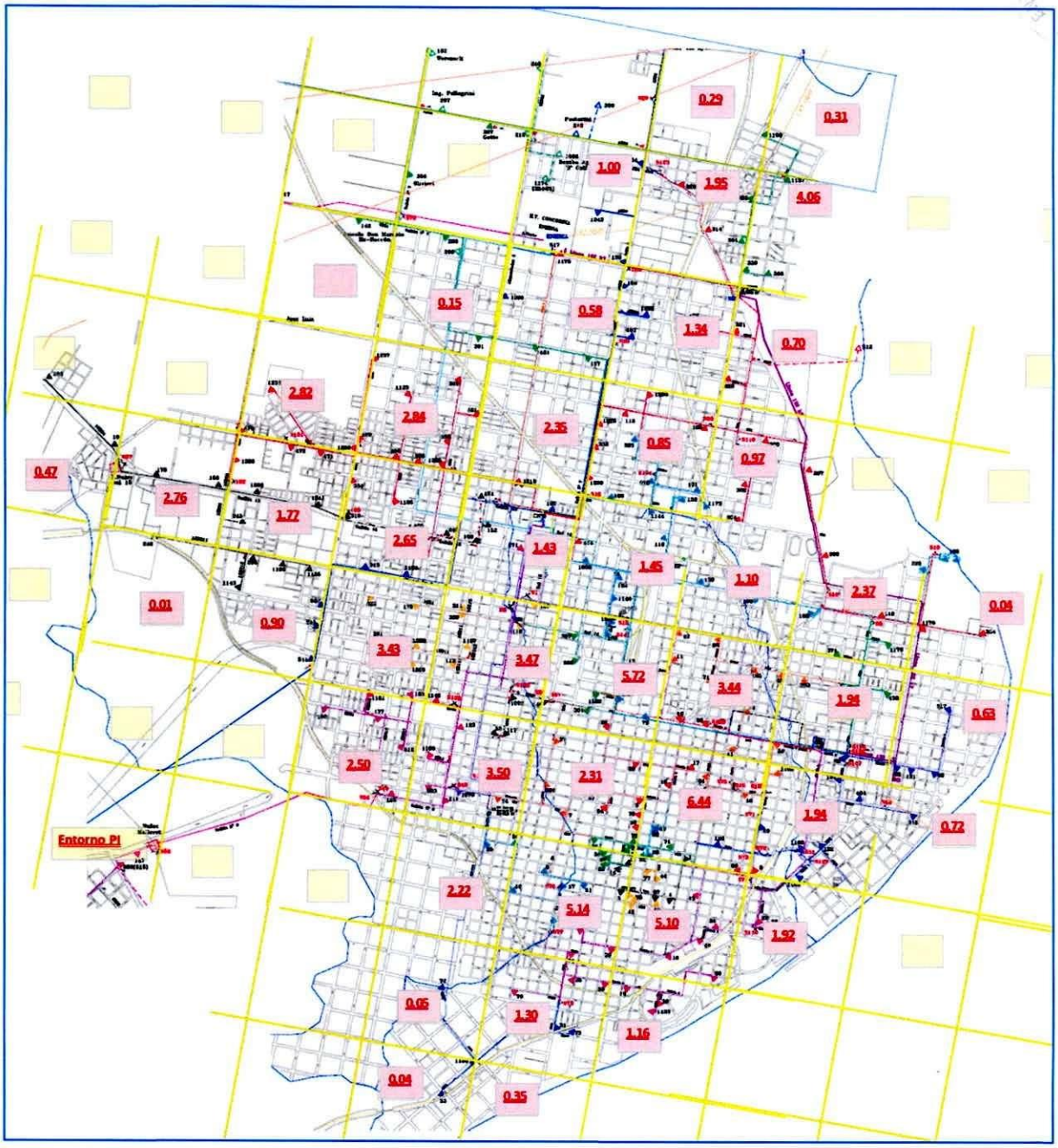
2.3.1 Cuadro General de Áreas Urbanas.

CONCORDIA CASCO URBANO

Rango densidades	Superficie	Cantidad manzanas	Demanda	Densidad de demanda
	km^2	u	kW	MW/km^2
Menor a 0,2	2,8	72	528	0,19
Mas de 0,2 hasta 0,32	1,7	86	350	0,21
Mas de 0,32 hasta 0,82	3,2	226	2.128	0,67
Mas de 0,82 hasta 1,5	6,7	505	8.289	1,24
Mas de 1,5 hasta 2,5	8,6	838	19.023	2,21
Mas de 2,5 hasta 3,5	5,4	543	17.781	3,29
Mas de 3,5 hasta 5	2,3	208	11.248	4,94
Mas de 5 hasta 7	1,8	165	11.246	6,11
Total	**32**	**2.643**	**70.595**	**2,17**

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
29
ENTRE RIOS



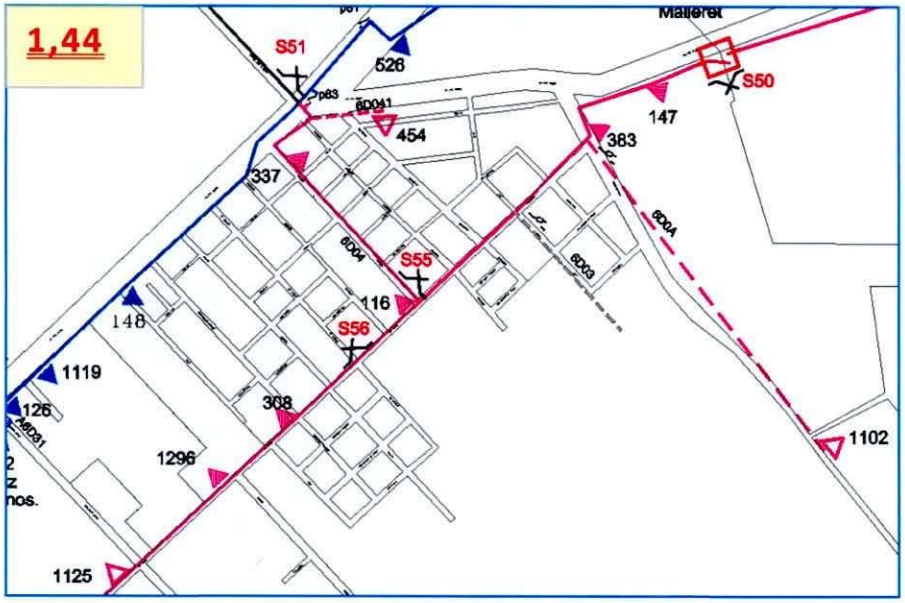
Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
30
- ENTRE RIOS -

CONCORDIA BARRIOS PERIFERICOS

Barrio	Superficie	Cantidad manzanas	Demanda	Densidad de demanda
	km^2	u	kW	MW/km^2
Entorno CT 337	0,7	45	1.001	1,44
Lindero a Parque Ind.	0,2	17	213	1,36
Entorno CT 225	0,4	61	821	2,01
Osvaldo Magnasco	0,3	30	276	1,05
Villa Zorraquin	0,6	41	886	1,45
Total	**2**	**194**	**3.196**	**1,50**

Entorno CT 337

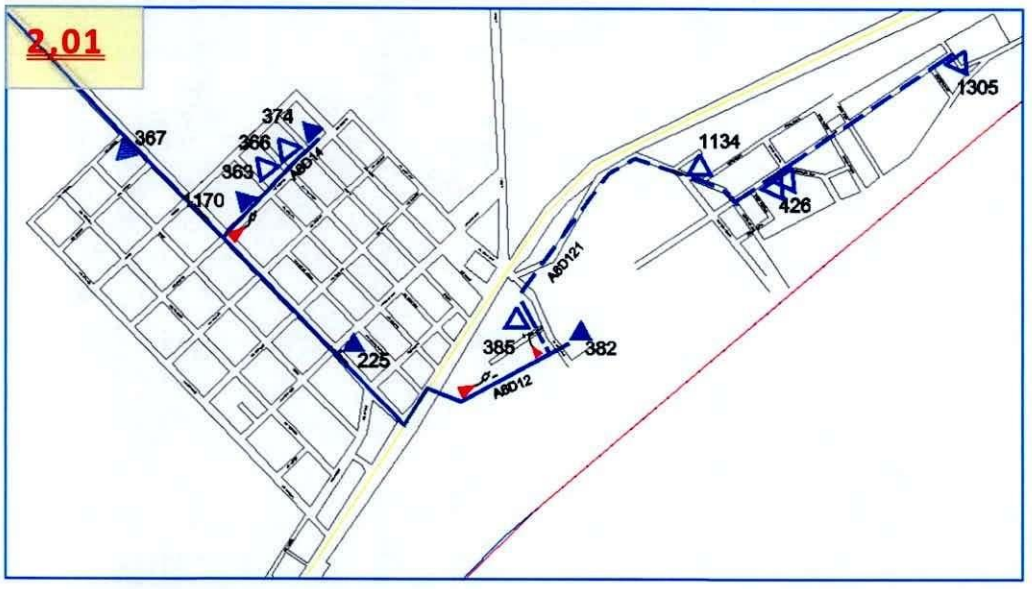


Barrio adyacente al Parque Industrial

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
31
- ENTRE RÍOS -

Entorno CT 225

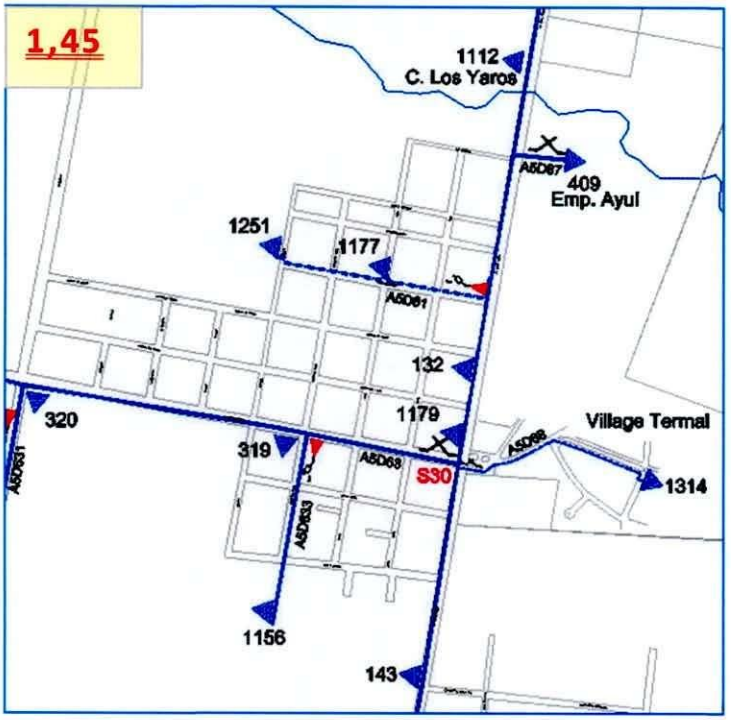


Osvaldo Magnasco

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
30
ENTRE RÍOS

Villa Zorranquin



CONCORDIA LOCALIDADES DEL DEPARTAMENTO

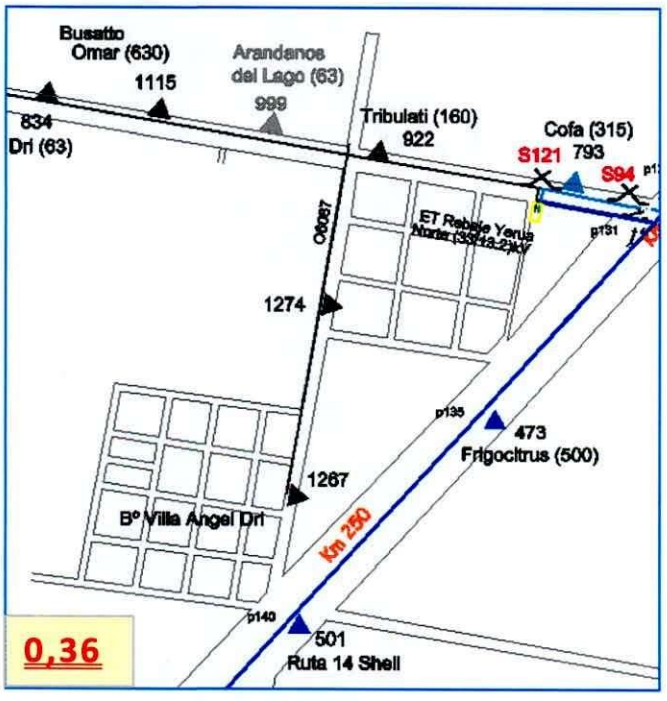
Barrio	Superficie	Cantidad manzanas	Demanda	Densidad de demanda
	km^2	u	kW	MW/km^2
Colonia Ayuí	0,4	32	204	0,47
Estación Grande	0,3	22	101	0,36
Puerto Yeruá	2,7	99	437	0,16
Total	**3,4**	**153**	**742**	**0,22**

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
33
ENTRE RÍOS

Colonia Ayuí

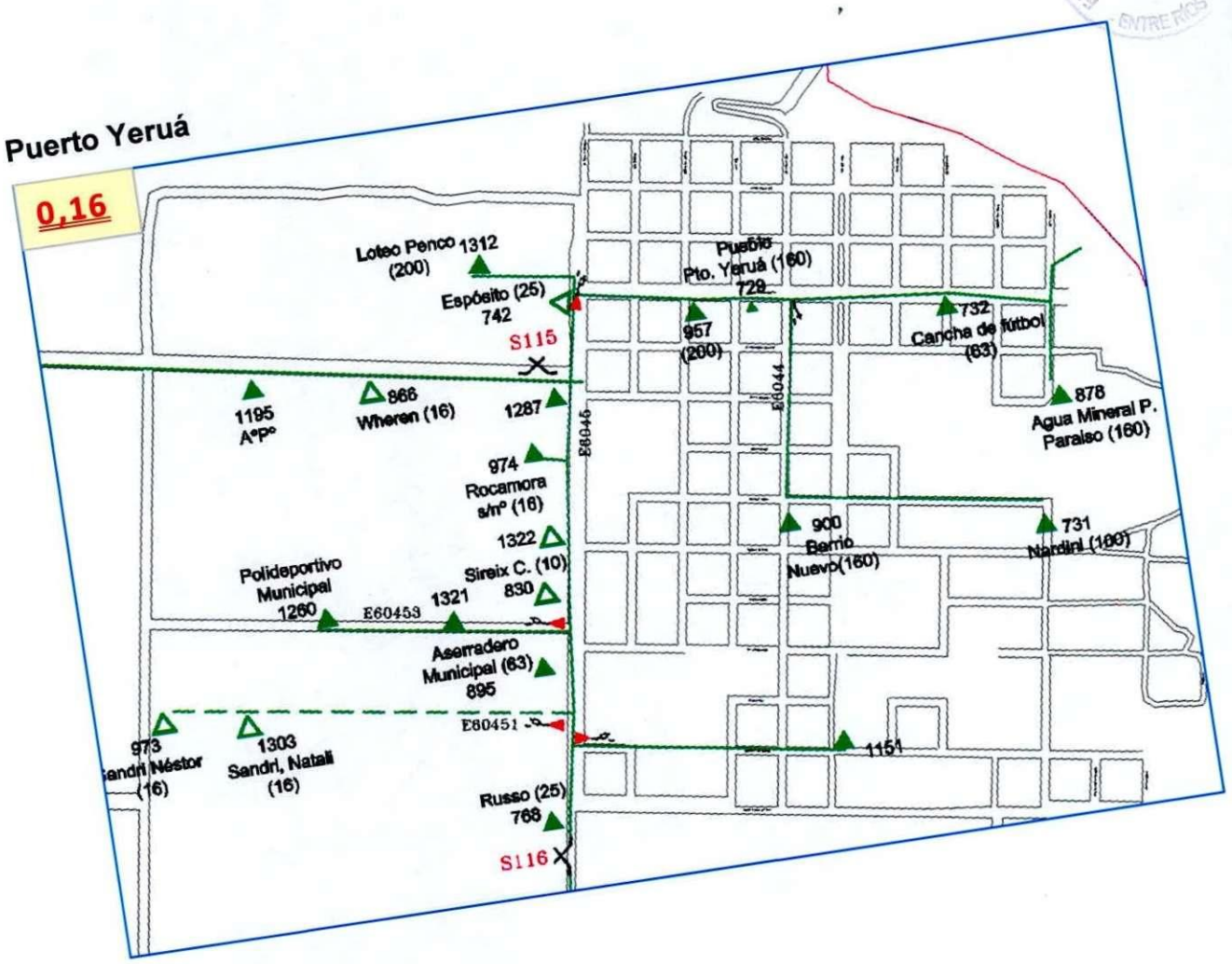
Estancia Grande



Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
34
ENTRE RIOS

Puerto Yeruá



Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
35
- ENTRE RÍOS -

2.3.2 Caracterización de Circuitos de MT.

Se ha realizado la caracterización de los circuitos de MT, clasificados por tensión y tipo de demanda. Los resultados se describen en el cuadro adjunto.

Demanda	ET/CR	Tensión [kV]	Alimentador
Urbana	Rio Uruguay	33	Salida 1
			Salida 2
			Salida 3
			Salida 4
		13,2	Distribuidor 1
			Distribuidor 2
			Distribuidor 3
			Distribuidor 4
			Distribuidor 6
			Distribuidor 8
			Distribuidor 10
	Concordia	33	Norte
			6
	Central 3	13,2	Celda 1
			Celda 2
			Celda 4
			Celda 6
	La Bianca	13,2	Celda 1
			Celda 2
	Central 2	13,2	Salida 14
			Salida 16
		33	Salida 2
			Salida 3
			Salida 4
			Salida 8
			Salida 6
			Salida 15
			Salida 5
			Salida 7
Urbana / Rural	Magnasco	13,2	Sal. Ruta 15
			Sal. Aut. Gral. Artigas
	Aracama		Sal. Estación Yuquerí
	A015		Sal. Acceso Ruta 15
	Yeruá Norte		Este
			Oeste
Rural	Yeruá Sur		Este
			Oeste
	Autódromo		Sal. Camping T. Alegre

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
36
ENTRE RÍOS

3 Exigencias del Contrato de Concesión.

3.1 Calidad de Servicio Técnico.

Se encuentra en vigencia los siguientes controles.

Se controla los indicadores de calidad media por trafo y por kVA en forma trimestral.

Los límites aceptados son para fallas internas de las distribuidoras por trimestre:

	FMIT	FMIK	TTIT	TTIK
Área Urbana	1,5	1,2	3	2,2
Área Rural	2,8	2,5	7	6,2

No se computan las interrupciones menores a 3', ni tampoco las interrupciones programadas.

Además, se llevan:

TPRT: Tiempo medio de primera reposición por trafo.

TPRK: Tiempo medio de primera reposición por kVA.

TURT: Tiempo medio de última reposición por trafo.

TURK: Tiempo medio de última reposición por kVA.

La penalización queda determinada según:

- Si se excede FMIK (Urbano)

ENS (kWh) = (FMIK registrado – 1,2) * (TTIK/FMIK) registrado* Pm.

Siendo Pm la Potencia Media

- Si se excede TTIK

ENS (kWh) = (TTIK registrado – 2,2) * Pm.

La valorización se realiza con un factor de multiplicación que es de 7 para circuitos urbanos y de 5 para rural. Para el cumplimiento de las condiciones de calidad de suministro se procede a adaptar la red considerando este condicionante.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA ENTRE RÍOS FOLIO 37

En el estudio de la red adaptada se evalúa que se puede cumplir con los valores de tolerancia, con la estructura adecuada, protección y automatismos adecuados y considerando tallas de falla de una red en adecuadas condiciones de funcionamiento.

3.2 Calidad de Producto.

3.2.1 Exigencias del Contrato de Concesión

3.2.1.1 Exigencias establecidas

El Contrato de Concesión establece las variaciones de tensión admisibles y las fórmulas de penalización por no cumplimiento de la Calidad.

Las variaciones de tensión admitidas se indican en el cuadro siguiente:

	Tipo de alimentación	**Variación de tensión) +5% - 5%**	
Tensión 132 kV	Urbana Rural	+7% +10%	-7% -10%
MT (33 kV y 13,2 kV) y BT	Urbana y rural	+10%	-8%

Los valores de penalización ($/kWh) aplicables se determinan, según unas tablas construidas para AT y MT y BT.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA ENTRE RÍOS FOLIO 38

3.3 Determinación de las caídas de tensión admisibles por componente de Red.

Se trata de determinar las caídas de tensión admisibles en las etapas MT y BT de distribución en función de los límites establecidos en el contrato de concesión.

3.3.1 Hipótesis consideradas.

La tensión MT en barras de subestaciones AT/MT se mantienen en el valor requerido mediante el empleo de los reguladores de tensión bajo carga disponibles.

Se estima que la demanda de los clientes tiene un factor de potencia uniforme e igual a 0,9.

Se considera que para mantener los niveles de tensión no se contempla la instalación de compensación de potencia reactiva en la red MT y BT (si esto fuera necesario para compatibilizar el factor de potencia de 0,9 exigido a nivel cliente, y el de 0,95 exigido a nivel sistema de AT, se instalará en barras de MT de SEAT AT/MT)

Los transformadores MT/BT tienen como tensión de salida (en toma 0%) UMT / 400-231 V (según lo indicado en las normas), un 5% más que la tensión nominal.

La tensión de cortocircuito considerada es de 3% para transformadores rurales, 4 % para potencias entre 100 kVA a 500 kVA y 5% para 630 a 1000 kVA. Por lo que se tendrán las siguientes caídas de tensión:

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
39
ENTRE RIOS

	Carga Máxima	
	100%	80%
De 630 a1000 KVA	3,75%	3%
De 100 a 500 KVA	3%	2,4%
Hasta 100 KVA	2,25%	1,8%

Los transformadores poseen tomas de regulación operables sin tensión, de ±2,5 y ±5 % para transformadores de distribución (≥ 100 kVA), y de ±5 % para transformadores rurales <100 kVA, las que se colocarán en la posición necesaria para compensar la caída de tensión en máxima carga de la red MT.

La caída de tensión máxima en acometidas de BT se adopta conforme se indica en el cuadro siguiente.

Cliente	Potencia Máxima	Caída de Tensión
-	KW	%
Urbano	5	1%
Rural	2,5	1%

Para todas las áreas típicas urbanas, se adaptará una cota del nivel de caída de tensión alcanzable en función de la longitud en la red de MT, y a partir de él se determinará el nivel de caída propia admitido en BT.

3.3.2 *Metodología y expresiones de cálculo.*

Se consideran las distintas opciones de red posibles.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA - ENTRE RÍOS - FOLIO 40

3.3.2.1 Redes de 13,2 kV, alimentados desde de 132 kV(sin subtransmisión 33 kV)

En primera instancia se evaluaron las redes de tipo urbano abastecidas directamente por SE AT/MT.

De acuerdo al Contrato de Concesión la variación de tensión máxima admitida en redes de distribución es de un ±7% para red MT y un +10% - 8% para red BT. Estos límites superiores imponen restricciones respecto de la selección de tomas de regulación sin tensión y de los circuitos típicos en los sistemas urbanos. En la peor situación cuando la posición de la toma de regulación sin tensión esté en -5% (lo que implica un 5% más de tensión de vacío), y considerando que la tensión de vacío de los transformadores MT/BT es un 5 % superior a la nominal de BT que no hubiese caídas en la red MT, la tensión en bornes BT resultaría un 10% superior, razón por la cual se debe tener cuidado en la selección del punto según la ubicación relativa del trafo en el circuito.

Conforme a lo antedicho podrán incluso adoptarse posiciones que sobre compensen el perfil de tensión MT, permitiendo aumentar la caída propia admitida para la red de BT, pero esto conlleva a un aumento de las pérdidas técnicas y consecuentemente de los costos. Por lo tanto, se considera que las tomas de regulación sin tensión deben estar ajustadas solamente para compensar el perfil de tensión MT.

Para el cálculo de la caída de tensión máxima admisible sobre la red BT se realizará procederá de acuerdo a lo siguiente:

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA FOLIO 41 ENTRE RIOS

Primeramente, se determinará en forma simplificada pero suficientemente aproximada la caída máxima de tensión en el punto más alejado de la red MT de distribución, empleando la expresión (a fin de acotar sus caídas):

$$\Delta U_{MT}\% = \frac{S_a}{U_{MT}^{\ 2}} \cdot \left[\left(L_{T1} + \frac{L_T - L_{T1}}{2} \right) \cdot (r_T \cos\varphi + x_T \operatorname{sen}\varphi) + \frac{L_R}{2 \cdot N_R} \cdot (r_R \cos\varphi + x_R \operatorname{sen}\varphi) \right]$$

Donde:

LT: longitud total de troncal de alimentador MT.

LT1: longitud tramo de troncal MT hasta primer centro.

LR: longitud de ramal de alimentador MT.

NR: cantidad de ramales por alimentador.

rT, **rR**: Resistencia por km de troncal y ramal respectivamente.

xT, **xR**: Reactancia por km de troncal y ramal respectivamente.

Luego se considera la adopción de la posición de toma inmediata inferior a la caída calculada en MT.

La caída de tensión máxima resultante en el punto de suministro del cliente BT más alejado resultará de la expresión siguiente:

$$\Delta UL > \Delta U\% = \Delta U_{MT}\% - pos.toma\% - 5\% - \Delta U_{CT}\% + \Delta U_{BT}\% + \Delta U_{acom}\%$$

Donde:

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
42
ENTRE RIOS

ΔUL caída de tensión límite admitida sobre la red BT

ΔUMT%: es la caída de tensión máxima en el punto más alejado de la red MT.

ΔUCT%: es la caída de tensión máxima interna del transformador (Ya calculada).

ΔUBT%: es la caída de tensión máxima de la propia red BT, entre bornes del transformador MT/BT y el punto más alejado de la red BT. Posible para cumplir los límites impuestos.

ΔUacom%: es la caída de tensión máxima en la acometida (<0%), considerando la de mayor longitud posible conforme a las características de la red del área (ya calculada)

pos.toma%: es la posición de la toma de regulación sin tensión, que se expresa normalmente en % de diferencia entre la tensión MT correspondiente y la tensión nominal de MT (+ cuando está por encima, - cuando está por debajo).

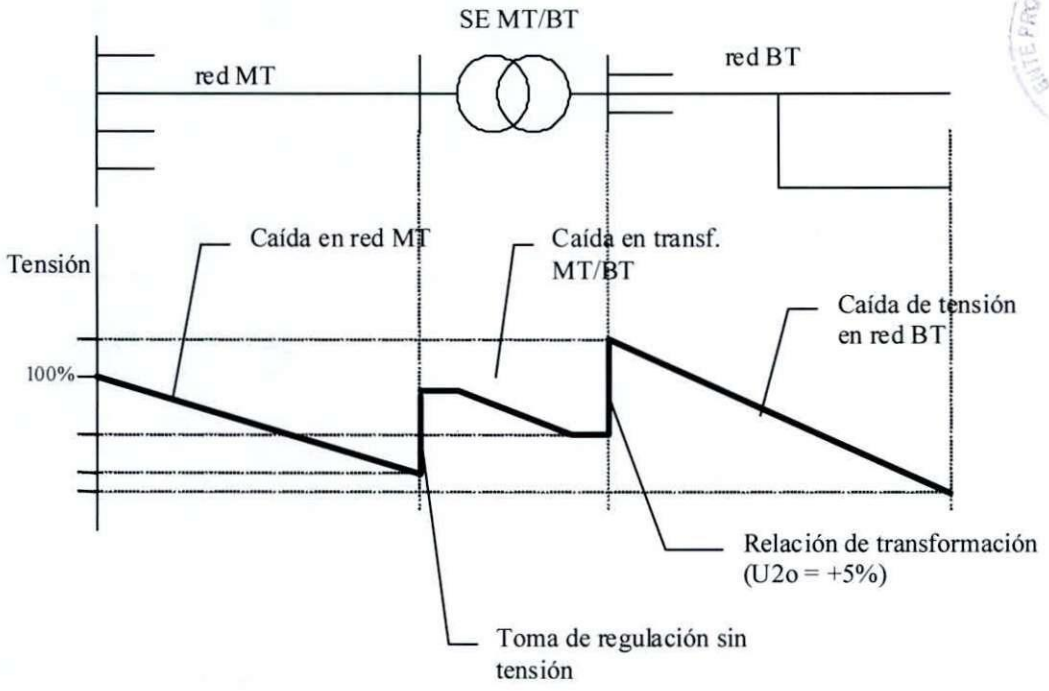
5%: es la elevación de tensión debido a la relación de transformación MT/BT nominal (según normas)

De esta expresión se deducirá la caída admitida en la propia red BT.

En el gráfico siguiente se esquematizan los perfiles de tensión comprendiendo los distintos conceptos mencionados.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
43
ENTRE RIOS



3.3.2.2 Caso de Existencia de red de 33 kV Intermedia.

Las redes de distribución 13,2 kV en algunos casos son abastecidas desde red de subtransmisión en 33 kV, por lo que se agrega una etapa más en las caídas de tensión.

La expresión de cálculo empleada para 33 kV, para su estimación es similar a la utilizada para la red 13,2 kV, a diferencia que en este caso no puede asumirse la aproximación de carga uniformemente distribuida, puesto que las cargas relevantes son pocas y puntuales a lo largo del alimentador:

La expresión que se utilizará sobre la red modelizada es:

$$\Delta U_{ST}\% = \frac{Sa/N}{U_{ST}^{\ 2}} \cdot \left[L_{Tp1} \cdot \left(\frac{N^2+N}{2} \right) \left(r_T \cos\varphi + x_T \operatorname{sen}\varphi \right) + L_R \cdot \left(r_R \cos\varphi + x_R \operatorname{sen}\varphi \right) \right] .100$$

Donde:

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA FOLIO 44 ENTRE RÍOS

Sa: potencia aparente abastecida por el alimentador.

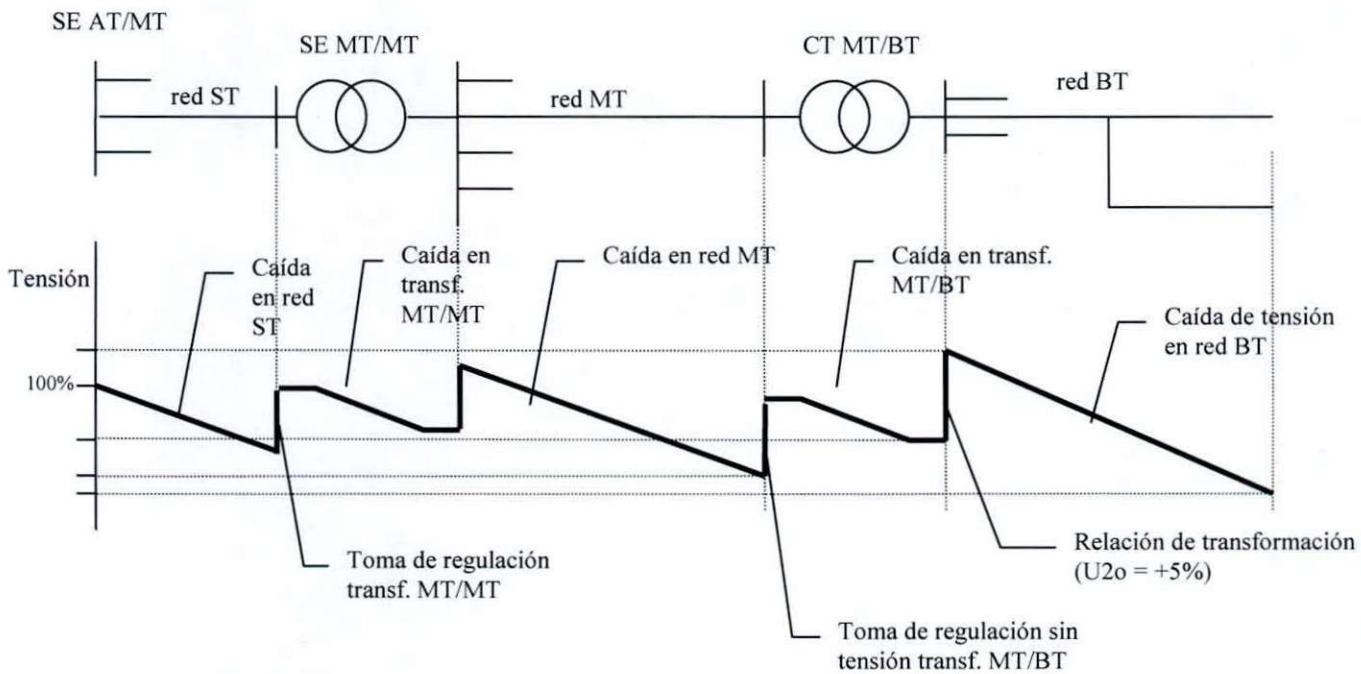
Ltp: longitud de troncal entre CT de transformación

N: cantidad de centros de carga por alimentador de subtransmisión.

LR: longitud de ramal de introducción a los poblados (si la hubiera).

El resto de los conceptos de caídas de tensión responden a las mismas expresiones antes expuestas.

El gráfico de caídas de tensión por etapa resulta:



La expresión de la caída de tensión en un cliente BT resulta ahora:

$$\Delta U\% = \Delta U_{ST}\% - pos.tomaMT/MT\% - 5\% + \Delta U_{SEST}\% - \Delta U_{MT}\% - pos.tomaMT/BT\% + 5\% + \Delta U_{CT}\% + \Delta U_{BT}\% + \Delta U_{acom}\%$$

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
45
ENTRE RÍOS

Se agregan respecto de la ecuación del punto anterior los términos siguientes:

ΔUST%: es la caída de tensión máxima en el punto más alejado de la red de subtransmisión (<0%).

ΔUSEST%: es la caída de tensión máxima interna del transformador MT/MT (<0%).

pos.tomaMT/MT%: es la posición de la toma de regulación sin tensión, del transformador MT/MT.

5%: es la elevación de tensión debido a la relación de transformación MT/MT nominal.

Se observa que, en este caso, si se adoptan posiciones de tomas de regulación de las SSEE 33/13,2 kV, que permitan compensar la caída de tensión en los alimentadores de 33 kV en demanda máxima (con lo que se tendría una situación análoga a la anterior), en horarios de valle de demanda podría superarse la tensión máxima permitida. por lo tanto, es necesario acotar la caída de tensión en la red de 33 kV de forma tal que la suma de la caída de Tensión del Alimentador de 33 kV y del trafo 33/13,2 no supere el 5%, considerando la posición de la toma adecuada

3.3.3 Condiciones Resultante para el Modelo de Estudio de la Red Técnico Económicamente Adaptada

Considerando el desarrollo de los circuitos, los límites impuestos para la caída de tensión máxima son los siguientes:

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
46
ENTRE RIOS

ΔV Admisibles

	Redes de 33kV	Redes de 13,2kV	Baja Tensión
Redes Urbanas (sin 33 kV)	-	7%	7%
Redes urbanas o rurales con subtransmisión en 33 kV	7%	4%	7%

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

FOLIO
47

4 Definición De Opciones Tecnológicas Y Arquitectura De Red Por Zona.

4.1 Arquitecturas de Red

Para cada área característica se definieron las arquitecturas de red básicas y las alternativas a evaluar.

4.1.1 Urbano Alta y Media Densidad

Para la red MT se desarrollan alimentadores totalmente subterráneos o aéreos de acuerdo a la densidad de carga, las condiciones edilicias y las redes existentes

Para la red BT, por la densidad, se considera conveniente la red aérea, con algunos tramos subterráneos por restricciones.

La utilización de red tipo subterránea impone la necesidad de disponer de reserva para evitar cortes de servicio prolongados, ante avería, por lo que se desarrollará, red en anillo o lazo, de acuerdo con el desarrollo de los circuitos.

Asimismo, se pueden cerrar con red Aérea MT entre troncales para permitir el cumplimiento de las condiciones de calidad de servicio.

Los centros de transformación son tipo a nivel, subterráneo o plataforma biposte disponiendo los conectados a la red MT subterránea, de los equipos de maniobra aptos para dicho tipo de red

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
48
ENTRE RIOS

4.1.2 Urbano Baja Densidad

En esta área de características principalmente urbanas y de densidad baja, se ha previsto el desarrollo de red MT y BT de tipo Aérea.

Las estructuras de red aérea serán radiales.

En el caso de MT se prevén dos secciones, una para troncal y otra para derivaciones.

En el caso de BT también dos secciones, una para salida de CT y otra para red general. La red de BT se tenderá por una sola vereda (en calles comunes) y por las dos veredas (para avenidas).

Los centros de transformación serán del tipo Plataforma biposte o monoposte, según la potencia.

Para la red MT se considerará como opciones:

- El desarrollo de cierres de reserva entre troncales.
- El uso de seccionalizamiento automático

4.1.3 Rural (incluye localidades urbanas pequeñas)

Estas áreas se caracterizan por la existencia de pequeñas poblaciones con un casco urbano de baja densidad de carga y reducidas dimensiones con áreas rurales entre poblados o en las proximidades de ellos.

La existencia de los poblados dispersos con cierta concentración de demanda lleva a la necesidad de una subtransmisión en 33 kV.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

33/101 FOLIO 49

Se ha previsto analizar para esta red de subtransmisión en 33 kV desarrollada en forma radial:

a) Disponibilidad de reserva.

b) Disponibilidad de seccionalizamiento automático.

Para la distribución en los pequeños poblados se pueden utilizar redes de tipo aérea, tanto en MT como BT.

Para el desarrollo de la red MT se prevén secciones diferentes para las troncales y derivaciones seleccionadas según la corriente óptima.

En las sub-áreas rurales y suministros alejados se considerará el uso de ramales monofásicos.

La red de BT en zona urbana se continuará con los mismos conceptos que el área de baja densidad

Los centros de transformación serán del tipo plataforma biposte o monoposte, según potencia.

Se anexan los esquemas de red de la Subtransmisión y de la Distribución en cada área típica.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
50
ENTRE RÍOS

ESQUEMA PROPUESTO

Concordia centro, alta y media densidad

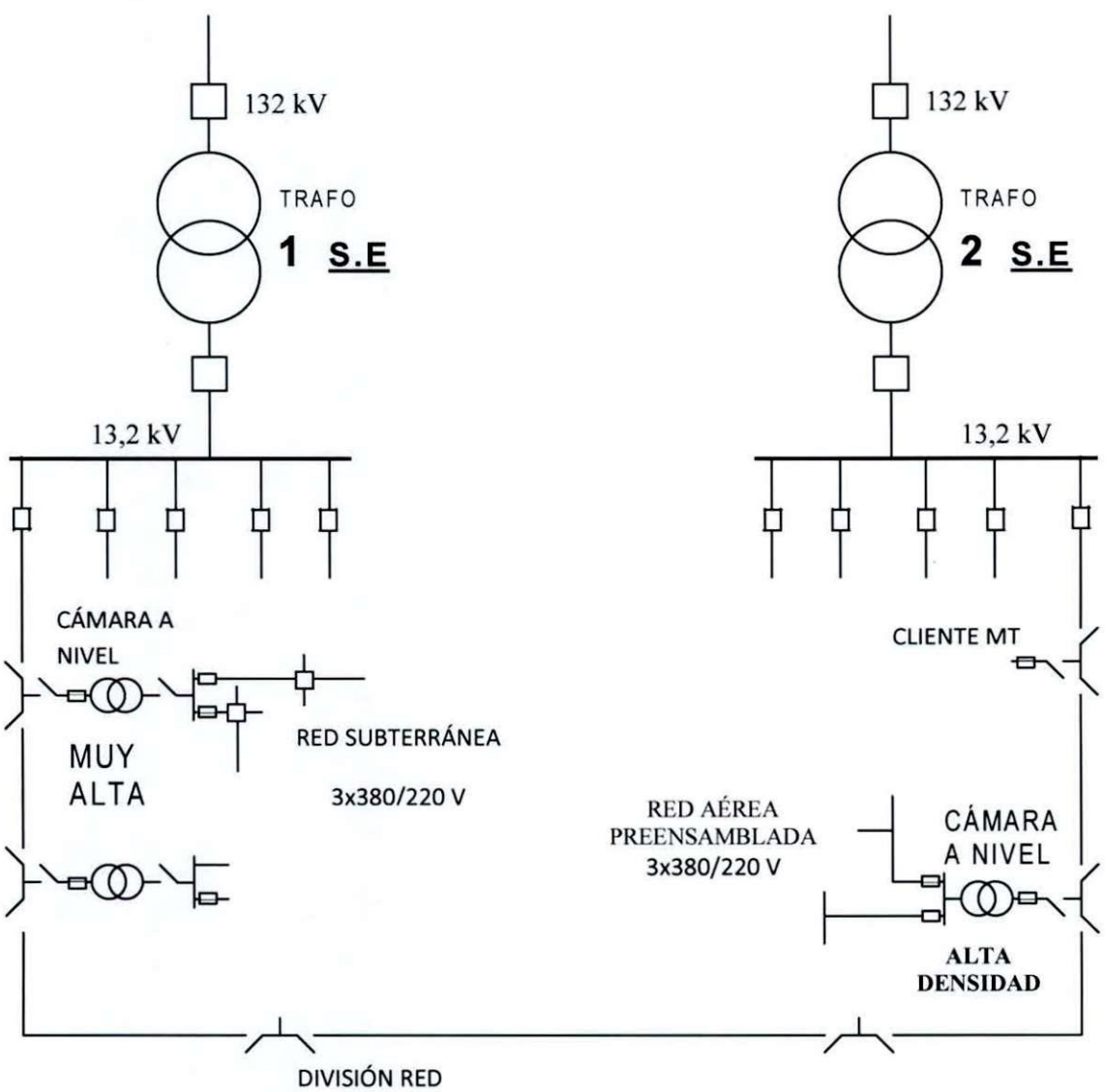
URBANA ALTA Y MEDIA DENSIDAD >3 MVA/Km2

SUBESTACIÓN 132 / 13,2 KV

RED MT AÉREA/SUBTERRÁNEA 13,2 KV

CÁMARA TIPO A NIVEL 13,2 / 0,400 KV

RED BT AEREA PREENSAMBLADA 3 x 380/220 V



Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
51
ENTRE RIOS

ESQUEMA PROPUESTO

Concordia periferia y otras localidades

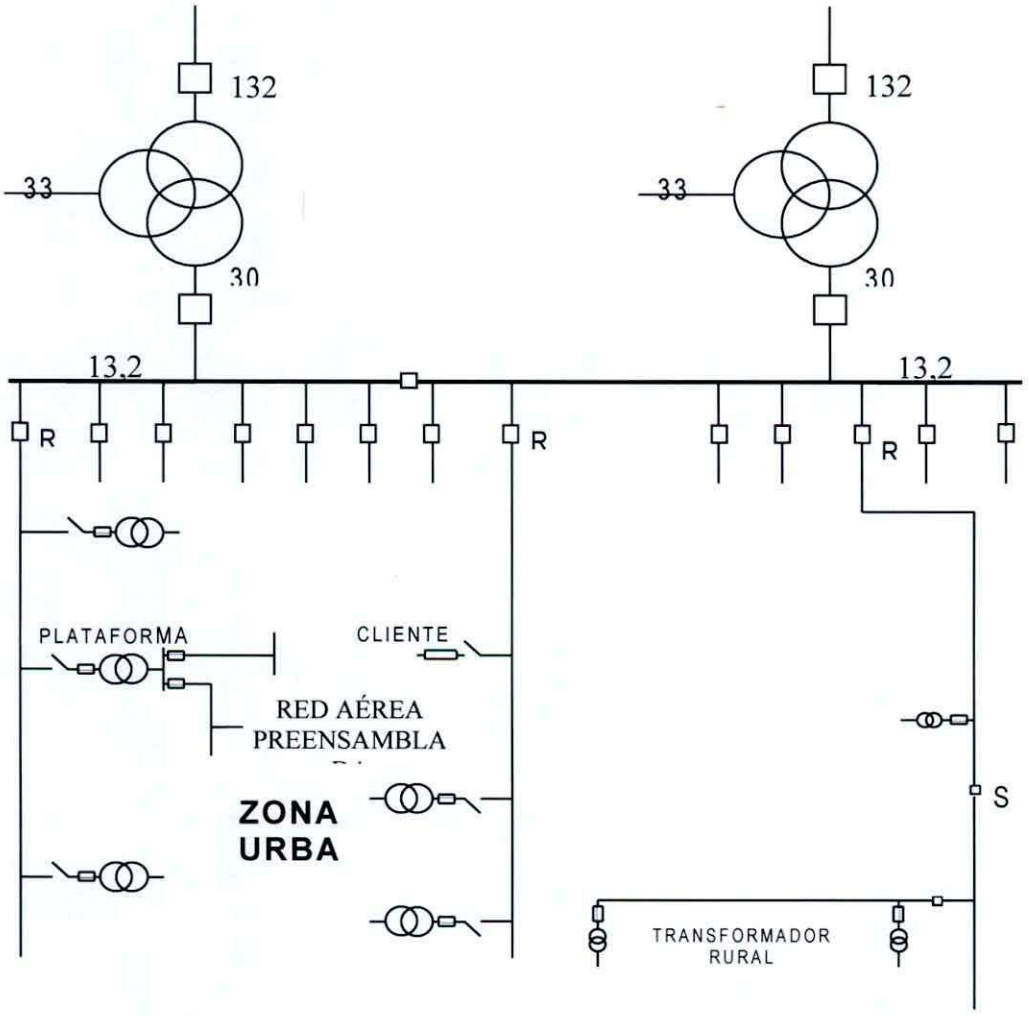
URBANA BAJA DENSIDAD < 3 MVA/Km2

SUBESTACIÓN 132 / 13,2 Kv o 33/13,2 Kv

RED MT AÉREA 13,2 KV

PLATAFORMA 13,2 / 0,400 KV

RED AÉREA PREENSAMBLADA DE BT 3 x 380/220 V



Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
52
ENTRE RÍOS

ESQUEMA PROPUESTO

Pequeñas Localidades y urbano rural

URBANA BAJA DENSIDAD 0,5 a 1,5 MVA/Km2 Y

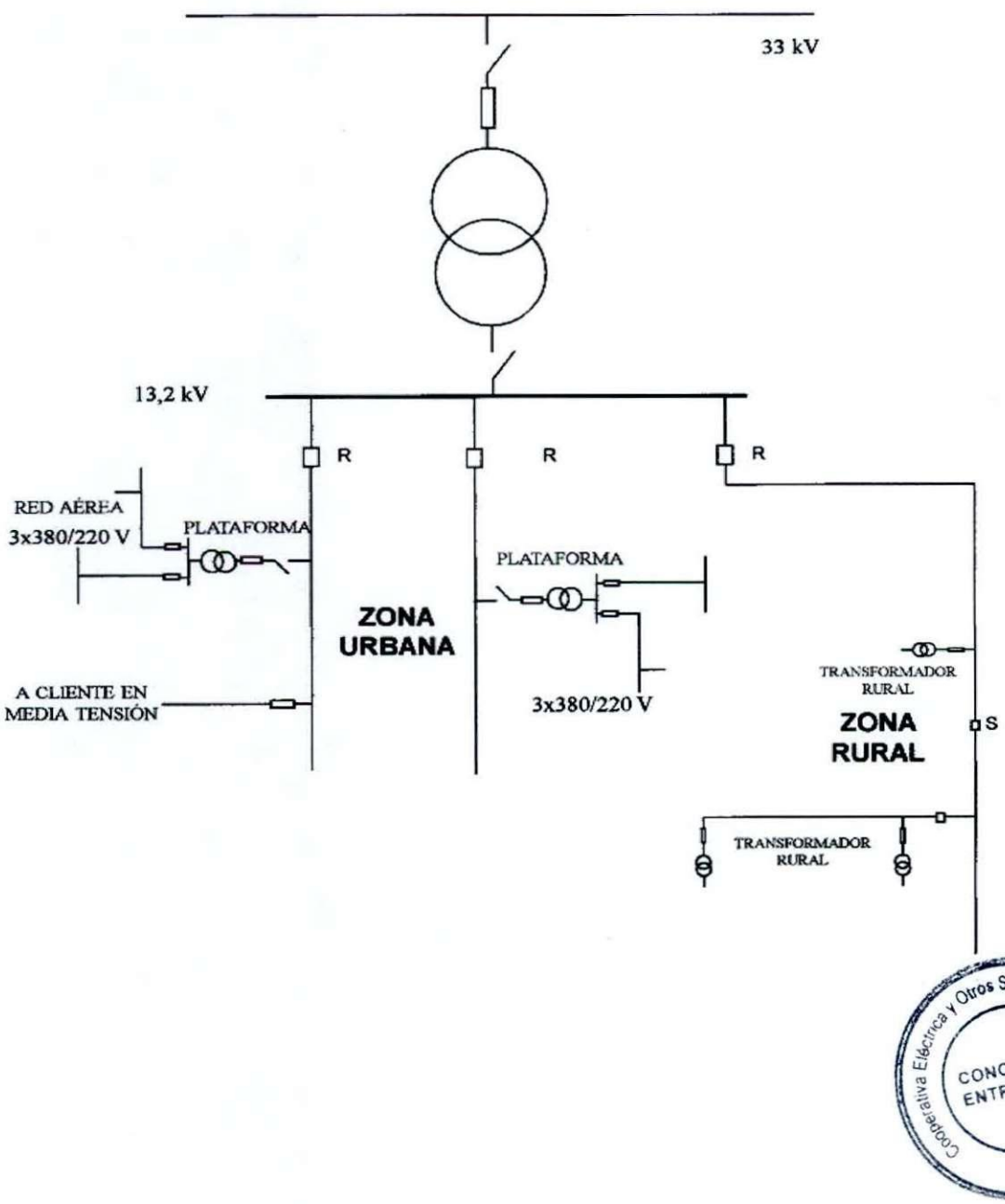
RURAL ADYACENTE

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 33 / 13,2 kV

RED AÉREA DE MT 13,2 KV

PLATAFORMA 13,2 / 0,400 KV

RED AÉREA PREENSAMBLADA DE BT 3 x 380/220 V



Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
53
ENTRE RIOS

4.2 Tecnologías Aplicables.

Se han definido las tecnologías aplicables a las siguientes instalaciones:

Líneas aéreas de 33 kV

Líneas aéreas de 13,2 kV

Costo de Transformación 33/ 13,2 kV

Centros de Transformación 33/BT kV

Centros de Transformación13,2 kV/BT

Líneas Aéreas de BT

Cables subterráneos de 33; 13,2 kV y BT.

Los mismos se han definido, considerando las tecnologías aplicables en la cooperativa que resultan óptimas tanto del punto de vista técnico como económico.

Para la definición constructiva se ha contemplado el cumplimiento de las Reglamentaciones de la AEA.

Algunos aspectos destacables por la selección de tecnologías son:

- Utilización de conductores de AL/AC o AL/AL que son más económicos que los equivalentes de cobre.

- Empleo de aisladores sintéticos, en lugar de porcelana, dado que tienen mayor resistencia al vandalismo y son más manipulables.

- Empleo de postes de madera en zonas rurales, los que, considerando una vida útil de 15 años, resultan más económicos que los equivalentes de Hm. El empleo de Hm se recomienda para zonas urbanas en MT y para las líneas

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA - ENTRE RIOS - FOLIO 54

troncales de 33 kV que se desarrollan con una función de subtransmisión para garantizar la seguridad de suministro.

- Utilización de líneas de BT aéreas con cables preensamblados, con conductores AL, para aprovechar el menor nivel de pérdidas y la facilidad de montaje.

- Empleo de medidores electrónicos, adaptándose a las tecnologías vigentes.

Aplicando los criterios indicados se ha confeccionado un resumen de las tecnologías aplicadas.

1) Líneas de 33 kV

Para las líneas 33 kV se han considerado las siguientes tecnologías:

Conductores: Aleación de Aluminio

Postación: Hormigón Armado (Urbanos, Troncales Rurales); Madera (ramales rurales) (trifásicos y monofásicos).

Disposición:

Vertical Zona urbana y Troncales.

Triangular Zona Rural.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
55

2) Líneas de 13,2 kV

Conductores: Aleación de Aluminio.

Postación: Hm en zona Urbana

Madera en zona Rural

Aislación: Line Post en zona Urbana disposición Vertical

Perno Rígido en Zona Rural disposición Horizontal.

Asimismo, para Líneas de 13,2 se prevé el uso de monofásica con Postación de madera.

3) Centros de Transformación 33/13,2 kV

Se prevén dos tipos constructivos:

- Tipo playa para potencias iguales o superiores a 1000 kVA .
- La protección prevista será:
- Descargadores de sobretensión (ambos lados).
- Fusibles del lado 33 kV hasta 2500 kVA y reconectadores o interruptores con relevadores a partir de 2500 kVA

- Reconectadores para las salidas de 13,2 Kv

4) Centros de Transformación MT/BT

Se previó

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE REGULADOR DE LA ENERGÍA ENTRE RÍOS FOLIO 56

En zonas de red Subterránea de MT, la construcción de CT MT/BT tipo cámara con (a nivel o subterránea) las siguientes características:

- Tablero MT – Celdas de entrada y salida con seccionamiento bajo carga en SF6 y de maniobra y protección de trafo con seccionadores bajo carga y fusibles.

- Transformadores – Tipo ONAN de llenado integral.

- Tablero BT – Con seccionador principal y salidas con fusibles de BT en bases temporales.

En conexión con las redes Aéreas de MT:

- Plataforma biposte sobre poste de Hm para potencias de 160 kVA o superiores hasta 500 kVA

- Plataforma de Hm monoposte para Pot de 63 a 100 kVA

5) Líneas Aéreas de BT

Tipo preensamblada, con conductores de AL y portante de aleación de aluminio, montado sobre postación de madera con refuerzo de Hm en zona Urbana.

6) Cables de MT y de BT

Para la aplicación en zonas de alta densidad de carga o por restricción al tendido aéreo se considera el uso de cables subterráneos directamente enterrados, con las siguientes características

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE REGULADOR DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA FOLIO 57

- **MT**: unipolares con conductor de AL, aislación XLPE, pantalla de cobre, empalmes y terminales termocontraibles.

- **BT**: Tetrapolares, con conductor de AL, aislación XLPE, empalmes y terminales termocontraibles.

7) Acometidas

Acometidas Aéreas con conductores concéntricos (monofásicos) y preensamblados (trifásicos), sin postes de cruce.

Acometidas subterráneas con conexión tipo "Y" y caja de toma.

8) Medición

Para Tarifa 1 y AP. Medidores trifásicos y monofásicos electrónicos simple tarifa.

Para Tarifa 2, 3, MT1 y MT2, medidores electrónicos, trifásicos multitarifa.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA FOLIO 58 ENTRE RIOS

5 Determinación de los Costos Unitarios de Instalación.

5.1 Alcance

Cálculo de los costos de instalación de las instalaciones adaptadas como tecnología adecuada u óptima con valores a dic 2021.

5.2 Criterios Utilizados

Los costos de instalaciones corresponden: materiales, mano de obra y de gestión a diciembre de 2021 según:

Los **materiales** utilizados son los que corresponden a las tecnologías seleccionadas. En tanto los precios son los vigentes en el mercado nacional a diciembre 2021.

Los costos de **Mano de Obra** corresponden a los vigentes en la provincia de Entre Ríos

Las tareas incluidas en el rubro mano de obra se efectúan con cuadrillas tipo que contemplan el costo de transporte y equipamiento.

Sobre el costo de la mano de obras directas y transporte se consideran los siguientes cotos indirectos de obra (que forman parte de los costos directos):

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA FOLIO 9 ENTRE RÍOS

CONCEPTO	%
SUPERVISION DE TRABAJOS	7 %
OBRADOR (DEPOSITO, PAÑOL, OFICINA, ETC)	3,0%
TIEMPO IMPRODUCTIVO: CLIMATICOS, IMPREVISTOS	7,0%
TOTAL COSTOS INDIRECTOS DE OBRA	**17%**

Sobre los costos (directos e indirectos) se debe considerar los gastos generales y beneficio empresario de la empresa contratista.

IMPUESTO Y COSTOS FINANCIEROS	5%
GASTOS GENERALES Y GERENCIAMIENTO	5%
BENEFICIO BRUTO.	10%
TOTAL COSTOS GENERALES (INCL. BENEF.)	**20%**

La composición de los dos costos Indirectos de Obra y Generales más Beneficio, arroja un total de 41% y forman parte del costo directos.

A excepción de Tareas Generales, de Administración, Proyecto y Supervisión, las instalaciones detalladas se efectúan considerando Mano de Obra contratada.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
60
ENTRE RIOS

5.3 Cálculo de Costos de Gestión de Inversión

Adicionalmente a los costos de realización de las obras, debe considerarse los Costos de Gestión de las Inversiones, propios de la cooperativa que comprenden los siguientes conceptos, con su porcentaje adecuado:

Planificación e Ingeniería	1%
Gestión de Contratación y Almacenamiento .de materiales.	2%
Proyecto y Permisos	3%
Supervisión y Dirección de Obra	5%
Intereses	1%
Total	**12%**

5.4 Costos Unitarios De Instalación Resultantes.

Se acompañan las tablas con los resultados de costos unitarios de instalación con sus valores a diciembre de 2021.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

Tabla Resumen De Costos Unitarios Directos De Instalación

Materiales y Montajes - Dic. 2021

RESUMEN COSTO UNITARIO AT

DESCRIPCION	COSTO DIRECTO	COSTO INDIRECTO	TOTAL
LAAT 132kV Al/Ac 300/50	$ 301.629.272	$ 45.244.391	$ 346.873.662
SET RIO URURGUAY 132/33/13,2 kV 2X30 MVA	$ 690.600.506	$ 103.590.076	$ 794.190.582
SET PI 132/33 kV	$ 599.432.430	$ 89.914.865	$ 689.347.295
TOTAL	$ 1.591.662.208	$ 238.749.331	$ 1.830.411.539

RESUMEN COSTO UNITARIO CR 33/13

DESCRIPCION	COSTO DIRECTO	COSTO INDIRECTO	TOTAL
CENTRO 33 13 2X8 MVA	$ 165.745.069	$ 19.889.408	$ 185.634.477
CENTRO 33 13 2X5 MVA	$ 140.327.194	$ 21.049.079	$ 161.376.273
CENTRO 33 13 2X2,5 MVA	$ 92.988.375	$ 13.948.256	$ 106.936.631
CENTRO 33 13 1X2,5 MVA	$ 32.282.280	$ 4.842.342	$ 37.124.622
CENTRO 33 13 1X1 MVA	$ 20.915.280	$ 3.137.292	$ 24.052.572

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA - ENTRE RIOS - FOLIO 61

CABLES MT BT (Tendido 1 Km)

DESCRIPCION	COSTO DIRECTO	COSTO INDIRECTO	TOTAL
LINEA SUBT. 33 kV 150 mm2 C/Vereda	$ 19.925.796	$ 2.391.095	$ 22.316.891
LINEA SUBT. 33 kV RURAL 150 mm2 S/Vereda	$ 17.550.741	$ 2.106.089	$ 19.656.830
LINEA SUBT. M.T. 185 Al	$ 16.026.489	$ 1.923.179	$ 17.949.668
LINEA SUBT. 13,2 kV 120 Al	$ 14.515.352	$ 1.741.842	$ 16.257.195
LINEA SUBT. 13,2 kV RURAL 120 Al	$ 13.479.453	$ 1.617.534	$ 15.096.988
LINEA SUBT. B.T. 3x120/70 Al	$ 12.467.424	$ 1.496.091	$ 13.963.515
LINEA SUBT. B.T. 3x70/35 mm² Al	$ 10.960.506	$ 1.315.261	$ 12.275.767
LINEA SUBT. B.T. 3x50/25 mm² Al	$ 11.485.610	$ 1.378.273	$ 12.863.884
LINEA SUBT. B.T. 4x10 mm² Cu	$ 8.736.672	$ 1.048.401	$ 9.785.073

LINEAS AEREAS DE MT Y BT (Tendido 1 km)

DESCRIPCION	COSTO DIRECTO	COSTO INDIRECTO	TOTAL
Constructivo: LINEA 33 kV Hº c/H.G. 150 mm²	$ 8.885.849	$ 1.066.302	$ 9.952.151
Constructivo: LINEA 33 kV Hº c/H.G. 120 mm²	$ 7.650.266	$ 918.032	$ 8.568.298
Constructivo: LINEA 33 kV Hº c/H.G. 70 mm²	$ 7.146.324	$ 857.559	$ 8.003.883
Constructivo: 1000 m.LINEA TRIFAS. 33 Kv.,c/GUARDIA. 50 mm²	$ 2.132.307	$ 255.877	$ 2.388.184
Constructivo: 1000 m.LINEA TRIFAS. 33 Kv.,c/GUARDIA. 35 mm²	$ 1.929.757	$ 231.571	$ 2.161.328
Constructivo: LINEA 19,1 kV 25 mm² Cu	$ 765.591	$ 91.871	$ 857.462
Constructivo: LINEA 13,2 kV Hº 120 mm²	$ 6.005.035	$ 720.604	$ 6.725.639
Constructivo: LINEA 13,2 kV Hº 50 mm²	$ 3.990.872	$ 478.905	$ 4.469.776

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA ENTRE RIOS FOLIO 62

Constructivo: LINEA 13,2 kV PM 50 mm²	$ 1.595.215	$ 191.426	$ 1.786.641
Constructivo: LINEA 13,2 kV PM 35 mm²	$ 1.421.854	$ 170.622	$ 1.592.477
Constructivo: LINEA MT 7,6 kV PM 25 mm²	$ 734.904	$ 88.188	$ 823.092
Constructivo: 1000 m PREENS 3x95/50	$ 2.511.700	$ 301.404	$ 2.813.104
Constructivo: 1000 m PREENS 3x50/50	$ 2.215.193	$ 265.823	$ 2.481.016
Constructivo: 1000 m PREENS 3x25/25	$ 1.544.442	$ 185.333	$ 1.729.775

SET MT/BT

DESCRIPCION	COSTO DIRECTO	COSTO INDIRECTO	TOTAL
S.E. AEREA TRIFASICA EN Hº Aº CON TRANSFORMADOR DE 16 KVA - 33 KV	$1.003.299	$120.396	$1.123.695
S.E. AEREA TRIFASICA EN Hº Aº CON TRANSFORMADOR DE 25 KVA - 33 KV	$1.039.257	$124.711	$1.163.968
S.E. AEREA TRIFASICA EN Hº Aº CON TRANSFORMADOR DE 40 KVA - 33 KV	$1.090.674	$130.881	$1.221.555
S.E. AEREA TRIFASICA EN Hº Aº CON TRANSFORMADOR DE 63 KVA - 33 KV	$1.158.280	$138.994	$1.297.274
S.E. AEREA TRIFASICA EN Hº Aº CON TRANSFORMADOR DE 100 KVA - 33 KV	$1.211.872	$145.425	$1.357.296
S.E. AEREA TRIFASICA EN Hº Aº CON TRANSFORMADOR DE 160 KVA - 33 KV	$1.335.653	$160.278	$1.495.932
S.E. AEREA TRIFASICA EN Hº Aº CON TRANSFORMADOR DE 250 KVA - 33 KV	$1.520.269	$182.432	$1.702.701
S.E. AEREA TRIFASICA EN Hº Aº CON TRANSFORMADOR DE 400 KVA - 33 KV	$1.675.521	$201.063	$1.876.584
S.E. AEREA TRIFASICA EN Hº Aº CON TRANSFORMADOR DE 630 KVA - 33 KV	$2.541.009	$304.921	$2.845.930
S.E. TRIFASICA A NIVEL CON TRANSFORMADOR DE 315 KVA - 33 KV	$1.849.383	$221.926	$2.071.309
S.E. TRIFASICA A NIVEL CON TRANSFORMADOR DE 500 KVA - 33 KV	$2.533.136	$303.976	$2.837.113
S.E. TRIFASICA A NIVEL CON TRANSFORMADOR DE 1000 KVA - 33 KV	$3.046.449	$365.574	$3.412.023
S.E. TRIFASICA A NIVEL CON TRANSFORMADOR DE 1600 KVA - 33 KV	$3.744.427	$449.331	$4.193.758
S.E. AEREA MONOFASICA MONOPOSTE EN MADERA CON TRANSFORMADOR DE 10KVA/19,1KV	$325.693	$39.083	$364.776
S.E. AEREA MONOFASICA MONOPOSTE EN MADERA CON TRANSFORMADOR DE 25KVA/19,1KV	$397.271	$47.672	$444.943
S.E. AEREA MONOFASICA MONOPOSTE EN HºAº CON TRANSFORMADOR DE 10 KVA / 13,2 KV	$419.745	$50.369	$470.114
S.E. AEREA MONOFASICA MONOPOSTE EN HºAº CON TRANSFORMADOR DE 25 KVA / 13,2 KV	$588.384	$70.606	$658.990
S.E. AEREA MONOFASICA MONOPOSTE EN HºAº CON TRANSFORMADOR DE 40 KVA / 13,2 KV	$614.722	$73.767	$688.489
S.E. AEREA TRIFASICA MONOPOSTE EN HºAº CON TRANSFORMADOR DE 63 KVA / 13,2 KV	$700.124	$84.015	$784.139
S.E. AEREA TRIFASICA BIPOSTE EN HºAº CON TRANSFORMADOR DE 100 KVA / 13,2 KV	$1.017.967	$122.156	$1.140.123
S.E. AEREA TRIFASICA BIPOSTE EN HºAº CON TRANSFORMADOR DE 160 KVA / 13,2 KV	$781.396	$93.768	$875.164
S.E. AEREA TRIFASICA BIPOSTE EN HºAº CON TRANSFORMADOR DE 250 KVA / 13,2 KV	$1.433.690	$172.043	$1.605.733

Cooperativa Eléctrica y Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

PROV REGULADOR DE LA ENERGIA FOLIO 63 ENTRE RIOS

S.E. AEREA TRIFASICA BIPOSTE EN HºAº CON TRANSFORMADOR DE 315 KVA / 13,2 KV	$1.606.288	$192.755	$1.799.043
S.E. AEREA TRIFASICA BIPOSTE EN HºAº CON TRANSFORMADO DE 500 KVA / 13,2 KV	$2.052.651	$246.318	$2.298.969
S.E. TRIFASICA A NIVEL CON TRANSFORMADOR DE 315 KVA - 13,2 KV	$1.746.433	$209.572	$1.956.005
S.E. TRIFASICA A NIVEL CON TRANSFORMADOR DE 500 KVA - 13,2 KV	$2.337.470	$280.496	$2.617.966
S.E. TRIFASICA A NIVEL CON TRANSFORMADOR DE 800 KVA - 13,2 KV	$2.552.415	$306.290	$2.858.705
S.E. TRIFASICA A NIVEL CON TRANSFORMADOR DE 1250 KVA - 13,2 KV	$3.128.291	$375.395	$3.503.686
S.E. AEREA MONOFASICA MONOPOSTE EN MADERA CON TRANSFORMADOR DE 10 KVA/7,62 Kv	$279.558	$33.547	$313.106
S.E. AEREA MONOFASICA MONOPOSTE EN MADERA CON TRANSFORMADOR DE 25KVA/7,62 Kv	$341.417	$40.970	$382.387
S.E. TRIFASICA SUBTERRANEA CON TRANSFORMADOR DE 500 KVA - 13,2 KV	$7.460.909	$895.309	$8.356.218
S.E. TRIFASICA TIPO CAMARA CON TRANSFORMADOR DE 500 KVA - 13,2 KV	$6.197.909	$743.749	$6.941.658
SECCIONALIZADOR 33 KV	$2.142.510	$257.101	$2.399.611
SECCIONALIZADOR 13,2 KV	$1.747.823	$209.739	$1.957.561

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

FOLIO
64

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
65
ENTRE RÍOS

6 Metodología de Cálculo.

Para determinar las redes técnico-económicamente adaptadas se ha aplicado la siguiente metodología.

6.1 Redes de 33 kV y Transformación 33/13,2 kV

Para las redes de 33kV se procedió a definir la sección técnico-económicamente económica para cada tramo, considerando el costo mínimo para cada nivel de corriente utilizando la siguiente expresión:

$$CTc = Cc + Cest + CpK$$

Donde:

CTc = Costo del conductor (material)

Cest = Costo de los adicionales de estructuras por sección.

CpK = costo de pérdidas capitalizadas.

Para el costo de las pérdidas capitalizadas se aplicó la siguiente expresión:

$$Cper = 3.Rc \times I^2 \times Teq \times K^i n$$

Donde:

Rc = Resistencia conductor

I = Corriente (como variable).

Teq = Tiempo equivalente de pérdidas

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
66
ENTRE RIOS

K^{i}n = Coeficiente de capitalización con tasa 10% y 30 años.

Asimismo, una vez determinada la sección óptima se verificó el cumplimiento de la caída de tensión, por la utilización de la capacidad de transporte calculado según la siguiente expresión:

$$\mathbf{CT} = \frac{AU\%.U^2.1000}{Rc + Xc + tgfi}$$

Donde:

Au % = Caída de tensión admitida

U = Tensión de servicio

Rc y **Xc** = Resistencia y reactancia de línea.

Tg = Tangente de fi correspondiente a un cos fi = 0,9

Para la optimización de las potencias de trafos se seguirá el siguiente criterio:

$$\text{P. Instalada} = \frac{\text{P.Demanda}}{0{,}8}$$

Los valores se redondearon a la Potencia Unitaria Normalizada Superior.

Así mismo se evaluó la conveniencia de mantener el centro de distribución 33/13 de Concordia Sur alimentado desde la SET ET 132/33 2x30MVA.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
67
ENTRE RIOS

6.2 CENTRO Concordia (urbano de alta densidad de carga)

Se considera una red de media tensión subterránea en lazo o anillo entre estaciones AT/MT. La red de baja tensión área preensamblada será radial con derivaciones de sección menor, con cierta proporción de red subterránea BT.

El costo total C_{TOTAL} estará dado por:

$$C_{TOTAL} = CI_{INICIAL} + C_{MANT} + C_{PÉRD}$$

Donde:

$CI_{INICIAL}$: costo directo de las instalaciones iniciales

C_{MANT} : costos directos capitalizados de mantenimiento

$C_{PÉRD}$: costos capitalizados de pérdidas

6.2.1 Costo de las instalaciones iniciales

$$CI_{inicial} = CMT_{inicial} + CCT_{inicial} + CTR_{inicial} + CBT_{inicial}$$

Donde:

$CMT_{Inicial}$: costo de la red de MT inicial

$CCT_{Inicial}$: costo de los centros de transformación iniciales

$CTR_{Inicial}$: costo de los transformadores iniciales

$CBT_{Inicial}$: costo de la red de BT inicial

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
68
ENTRE RIOS

6.2.1.1 Costo de la red de media tensión inicial

El área de alta densidad tiene como aledaña a otra de media densidad. La ciudad es abastecida por subestaciones que se encuentran fuera del área de máxima demanda y distribuyen parte de su potencia instalada total mediante una red de media tensión en anillos o lazos. Esta red de MT será subterránea, con dispositivos de detección de fallas en el punto medio de cada lazo.

La potencia de diseño por salida será:

$$S_{SALIDA} = \frac{potencia \quad a \quad su\,\min istrar}{cantidad \quad de \quad anillos} * 1/2$$

$$I_{SALIDA} = \frac{S_{SALIDA}}{\sqrt{3} \ * \ U_{NOMINAL}}$$

La potencia a suministrar por los anillos será la suma de las potencias de ambas áreas.

Potencia a suministrar = S_{MAD} + S_{AD}

Donde:

S_{MAD} : potencia total del área de alta densidad

S_{AD} : potencia total del área de media densidad

Los cables a considerar en las distintas alternativas a analizar deberán tener al menos una corriente admisible (en emergencia) el doble de este valor para permitir operaciones en emergencia.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

FOLIO 69

Los volúmenes de las instalaciones de la red total de media tensión serán asignados a cada zona en forma proporcional a sus potencias.

$$CMT_{INICIAL} = LMTI * cmt + \frac{S_{MAD}}{S_{MAD} + S_{AD}} * \text{cantidad de lazos} * C_{PROT}$$

Donde:

cmt : costo unitario de MT en $/m

C_{PROT} : costo unitario de protección.

LMTI : Longitud de la red de MT inicial

$LMTI = kdr * (LMT_{TRONCAL} + LMT_{ACOM})$

Kdr = 1,1

Siendo kdr un coeficiente por desequilibrios y restricciones. Si la densidad de carga no es uniforme en toda el área de influencia, se tendrá un incremento de la longitud de red necesaria.

La componente $LMT_{TRONCAL}$ representa la longitud de red necesaria para vincular entre sí las dos subestaciones aledañas al área.

$$LMT_{TRONCAL} = \frac{S_{MAD}}{S_{MAD} + S_{AD}} * \text{cantidad de lazos} * D_{SE} * km$$

km = 1,2

Siendo D_{SE} el diámetro del área servida por las subestaciones.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA ENTRE RÍOS FOLIO 70

Correspondiendo *km* a restricciones geométricas impuestas por el manzanado, un desplazamiento en diagonal al sentido de las calles requiere 1.41 veces la distancia mínima.

La componente LMT_{ACOM} representa la longitud de red necesaria para acceder a los centros de transformación ya que el trazado de ésta debe ser tal que se aparte de su ruta ideal a fin de alimentar a cada uno de éstos.

Del esquema geográfico se deduce que cada alimentador tendrá un área de influencia en forma de "tira" con un ancho promedio:

$$A_{PROM} = \frac{area\ total}{LMT_{TRONCAL}}$$

La desviación media será entonces la mitad de la distancia a borde, es decir $\frac{1}{4} A_{PROM}$.

$$LMT_{ACOM} = NCTI * 2 * \frac{1}{4} A_{PROM}$$

El número de transformadores inicial será:

$$NTRI = \frac{S_{MAD} * (1 - s_{CLIENTES})}{PTRI * Fu}$$

Donde:

$s_{CLIENTES}$	: fracción de la carga total destinada a clientes de media tensión
PTRI	: potencia promedio de los transformadores iniciales
Fu	: factor de utilización promedio de los transformadores

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
71
ENTRE RÍOS

El número de centros de transformación inicial será:

$$NCTI = NTRI + NCLMTI$$

Donde:

NCLMTI : número de clientes de media tensión

6.2.1.2 Costo de los centros de transformación MT/BT iniciales:

$$CCT_{inicial} = NTRI * c_{centro} + NCLMTI * c_{CTMT}$$

Donde:

c_{centro} : costo unitario del centro de transformación, sin transformador

c_{CTMT} : costo unitario del centro de maniobra y suministro en media tensión

6.2.1.3 Costo de los transformadores iniciales:

$$CTR_{INICIAL} = NTRI * (ctr + ci)$$

Donde:

ctr : costo unitario del transformador inicial según potencia

ci : costo de instalación

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA FOLIO 72 ENTRE RIOS

6.2.1.4 Costo de la red de baja tensión inicial:

Para la red aérea radial con derivaciones y para cada selección de potencia y número de salidas del centro de transformación se calcula la potencia por salida:

$$S_{SALIDA} = \frac{PTRI}{N_{SALIDAS}}$$

$$I_{SALIDA} = \frac{S_{SALIDA}}{\sqrt{3} * U_{NOMINAL}}$$

Donde:

$N_{SALIDAS}$: número promedio de salidas de baja tensión por transformador

$$CBT_{INICIAL} = cbt * LBT$$

Donde:

cbt : costo unitario de BT en $/m

LBT : Longitud de la red de BT

La longitud de calles será:

$$LC = 2\,lc * \frac{area\ total}{lc^2}$$

$$LC = \frac{2\ area\ total}{lc}$$

Donde:

LC : longitud de calles

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
73
ENTRE RÍOS

lc : distancia promedio en metros entre dos calles paralelas vecinas

El radio de influencia de un centro de transformación MT/BT está dado por:

$$R_{BT} = 1000 \sqrt{\frac{area\ total\ *\ PTRI\ *\ Fu}{\pi\ *\ S_{MAD}\ *\ (1\ -\ s_{CLIENTES}\ -\ s_{GUBT})}}$$

Siendo s_{GUBT} la potencia correspondiente a los grandes usuarios en baja tensión.

La longitud de la red de baja tensión inicial estará dada por:

$$LBT = L_{RG} + L_{ACOM} + L_{CL}$$

Donde:

L_{RG} : longitud de la red general de BT

L_{ACOM} : longitud de salida del CT MT/BT hasta la primera esquina

L_{CL} : longitud de línea para clientes especiales (superpuesto) no incluido en L_{ACOM}

$$L_{ACOM} = NTRI\ *\ N_{SALIDAS}\ *\ \frac{lc}{2}$$

$$L_{RG} = kAV\ *\ LC\ -\ L_{ACOM}$$

$$L_{CL} = NTRI\ *\ N_{CL}\ *\ \frac{km\ *\ R_{BT}\ -\ \frac{lc}{2}}{2}$$

KAV = 1,3 considerando la proporción de avenidas.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
74
- ENTRE RIOS -

Donde:

N SALIDAS : número de salidas por centro

N CL : número de clientes especiales por centro

6.2.2 Costo de mantenimiento

$$C_{MANT} = CM_{MT} + CM_{CT} + CM_{BT}$$

Considerando los costos de Mantenimiento directos en los tres niveles.

6.2.2.1 Costo de mantenimiento de media tensión

$$\mathbf{CM_{MT} = cm_{mt} * LMTI * \sum_{N=1}^{30} \frac{1}{(1+i)^N}}$$

Donde:

cm_{mt} : costo directo anual de mantenimiento por metro de línea de media tensión

6.2.2.2 Costo de mantenimiento de los centros de transformación

$$CM_{CT} = cm_{ct} * NCTI * \sum_{N=1}^{30} \frac{1}{(1+i)^N}$$

Donde:

cm_{ct} : costo anual de mantenimiento por centro

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
75

6.2.2.3 Costo de mantenimiento de la red de baja tensión

$$CM_{BT} = (cm_{bt} * (L_{RG} + L_{CL}) + cm_{bt} * L_{ACOM}) * \frac{1}{(i+i)^m}$$

Donde:

cm_{bt} : costo anual de mantenimiento por metro de línea de baja tensión

6.2.3 Costo de pérdidas

$$CP = CP_{MT} + CP_{TR} + CP_{BT}$$

CP_{MT}: costos capitalizados de pérdidas en la red de media tensión

CP_{TR}: costos capitalizados de pérdidas en transformadores

CP_{BT}: costos capitalizados de pérdidas en la red de baja tensión

Pérdidas en la red de media tensión

La carga se considera concentrada en la mitad de la longitud (y no a un tercio) por ser la densidad lineal de la carga menor en las proximidades de la subestación donde los alimentadores están muy cercanos entre sí.

Para una salida:

$$I_{ALIMENTADOR} = \frac{S_{MAD} + S_{AD}}{\sqrt{3} * U_N * cantidad\ de\ lazos} * \frac{1}{2}$$

$$\mathbf{cp_{MT} = Kp_{MT} * 3 * Leq * r * (I_{ALIMENTADOR})^2 * Te * ce_{MT}}$$

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA FOLIO 76 ENTRE RIOS

$$Leq = \frac{1}{2} \frac{LMTI}{cantidad\ de\ lazos}$$

$$Kp_{MT} = \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + a)^N}{(1 + i)^N}$$

Donde:

Leq : longitud equivalente

r : resistencia en Ω/km

Te : tiempo equivalente de pérdidas

ce_{MT} : costo de energía en $/kwh

6.2.3.1 Pérdidas en transformadores

$$CP_{TR} = Kp_{TR} * NTRI * PTRI * ce_{MT} * (8760 * P_{Fe} + Te * P_{Cu} * Fu^2)$$

$$Kp_{TR} = \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + a)^N}{(1 + i)^N}$$

Donde:

ce_{MT} : costo de energía en $/kwh

8760 : cantidad de horas en un año

Te : tiempo equivalente de pérdidas

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA - ENTRE RIOS - FOLIO 77

P_{Cu} : pérdidas en el cobre

P_{Fe} : pérdidas en el hierro

6.2.3.2 Pérdidas en la red de baja tensión

Para una salida:

$$I_{SALIDA} = \frac{PTRI * Fu}{\sqrt{3} * U_N * N_{SALIDAS}}$$

$$\mathbf{cp_{SALIDA} = Kp_{TR} * 3 * Ic/2 * r * (I_{SALIDA})^2 * Te * ce_{BT}}$$

Donde:

r : resistencia en Ω/km

Te : tiempo equivalente de pérdidas (hs/año)

Ce_{BT} : costo de energía en $/kwh

Las pérdidas en las derivaciones se consideran proporcionales a las pérdidas en las salidas. Para un centro:

$$\mathbf{cp_{BT} = cp_{SALIDA} * N_{SALIDAS} * (1+Kred)}$$

El coeficiente **Kred** depende de la extensión del área de influencia del centro de transformación. Del análisis de esquemas tipo se obtiene la siguiente expresión:

$$\mathbf{Kred = 0,12 * N_{SALIDAS} + 0,09 (Nm - 4)}$$

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA FOLIO 78 ENTRE RIOS

$$Nm = \frac{area\ total}{lc^2 * NTRI} * \frac{1 - S_{CLIENTES}}{1 - S_{CLIENTES} - S_{GUBT}}$$

Donde:

Nm : número de manzanas por centro

El costo de pérdidas será:

$$CP_{BT} = NTRI * \frac{1 - S_{CLIENTES} - S_{GUBT}}{1 - S_{CLIENTES}} * cp_{SALIDA} * N_{SALIDAS} * (1+Kred)$$

La pérdida porcentual de potencia será:

$$Pp_{\%} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cos \varphi} \frac{r * lc * I_{SALIDA}}{U_N} * (1 + Kred) * \frac{100}{1000}$$

Este valor será similar al porcentaje de caída de tensión admitido en BT, razón por la cual deberá estar acotado dentro del 7%, según se desprende del capítulo referido a la calidad de producto técnico.

6.3 CONCORDIA Periferia y otras localidades

(Áreas Urbana de media y baja densidad)

Se aplican redes Aéreas tanto en MT como en BT.

El costo total C_{TOTAL} estará dado por:

$$C_{TOTAL} = CI_{INICIAL} + C_{MANT} + C_{PÉRD}$$

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
79
ENTRE RIOS

Donde:

$CI_{INICIAL}$: costo de las instalaciones iniciales

C_{MANT} : costos capitalizados de mantenimiento

$C_{PÉRD}$: costos capitalizados de pérdidas

6.3.1 Costo de las instalaciones iniciales

$$\mathbf{CI_{inicial} = CMT_{inicial} + CCT_{inicial} + CTR_{inicial} + CBT_{inicial}}$$

Donde:

$CMT_{INicial}$: costo de la red de MT inicial

$CCT_{INicial}$: costo de los centros de transformación iniciales

$CTR_{INicial}$: costo de los transformadores iniciales

$CBT_{INicial}$: costo de la red de BT inicial

6.3.1.1 Costo de la red de media tensión inicial

El área de media y baja densidad comprende a otra de alta densidad. La ciudad es abastecida por subestaciones que se encuentran en la periferia del área y distribuyen parte de su potencia instalada total mediante una red de media tensión en lazo entre subestaciones. Esta red de MT será aérea, con dispositivos de detección de fallas.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA FOLIO 80

En el caso de los lazos no compartidos con la zona de muy alta densidad la potencia de diseño por salida será:

$$S_{SALIDA} = \frac{potencia \quad a \quad suministrar}{cantidad \quad de \quad salidas}$$

$$I_{SALIDA} = \frac{S_{SALIDA}}{\sqrt{3} \ * \ U_{NOMINAL}}$$

La **potencia a suministrar** por los lazos entre las subestaciones será la suma de las potencias de ambas áreas.

$$\textbf{Potencia a suministrar} = S_{MAD} + S_{AD} + S_{BD}$$

Donde:

S_{MAD} : potencia total del área de muy alta densidad

S_{AD} : potencia total del área de alta densidad

S_{BD} : potencia total del área de baja densidad

Los cables a considerar en las distintas alternativas a analizar deberán tener al menos una corriente admisible el doble de este valor para permitir operaciones en emergencia.

Los volúmenes de las instalaciones de la red total de media tensión serán asignados a cada zona en forma proporcional a sus potencias.

$$CMT_{INICIAL} = LMTI * cmt + \frac{S_{AD}}{S_{ADTOTAL}} * \text{cantidad de lazos} * c_{PROT}$$

Donde:

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA FOLIO 81 ENTRE RIOS

cmt : costo unitario de MT en $/m

cPROT : costo unitario de maniobra y protección.

LMTI : Longitud de la red de MT inicial

$$\mathbf{LMTI = kdr * (LMT_{TRONCAL} + LMT_{ACOM})}$$

Kdr = 1,1

Siendo **kdr** un coeficiente por desequilibrios y restricciones. Si la densidad de carga no es uniforme en toda el área de influencia, se tendrá un incremento de la longitud de red necesaria.

La componente **LMTTRONCAL** representa la longitud de red necesaria para vincular entre sí las dos subestaciones aledañas al área.

$$\mathbf{LMT_{TRONCAL}} = \frac{S_{MAD} \ o \ S_{BD}}{S_{ATTOTAL}} * \mathbf{cantidad\ de\ lazos} * \mathbf{D_{SE}} * \boldsymbol{km}$$

km = 1,2

Siendo **DSE** la distancia entre las subestaciones.

Correspondiendo ***km*** a restricciones geométricas impuestas por el manzanado, un desplazamiento en diagonal al sentido de las calles requiere 1.41 veces la distancia mínima.

La componente **LMTACOM** representa la longitud de red necesaria para acceder a los centros de transformación ya que el trazado de ésta debe ser tal que se aparte de su ruta ideal a fin de alimentar a cada uno de éstos.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA ENTRE RÍOS FOLIO 82

Del esquema geográfico se deduce que cada alimentador tendrá un área de influencia en forma de "tira" con un ancho promedio:

$$A_{PROM} = \frac{area\ total}{LMT_{TRONCAL}}$$

La desviación media será entonces la mitad de la distancia a borde, es decir $\frac{1}{4} A_{PROM}$.

$$LMT_{ACOM} = NCTI * 2 * \frac{1}{4} A_{PROM}$$

El número de transformadores inicial será:

$$NTRI = \frac{S_{AD} * (1 - s_{CLIENTES})}{PTRI * Fu}$$

Donde:

sCLIENTES : fracción de la carga total destinada a clientes de media tensión

PTRI : potencia promedio de los transformadores iniciales

Fu : factor de utilización promedio de los transformadores

El número de centros de transformación inicial será:

$$NCTI = NTRI + NCLMTI$$

Donde:

NCLMTI : número de clientes de media tensión

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
83
ENTRE RIOS

6.3.1.2 Costo de los centros de transformación MT/BT iniciales:

$$CCT_{inicial} = NTRI * c_{centro} + NCLMTI * c_{CTMT}$$

Donde:

c_{centro} : costo unitario del centro de transformación, sin transformador

c_{CTMT} : costo unitario del centro de maniobra y suministro en media tensión

6.3.1.3 Costo de los transformadores iniciales:

$$CTR_{INICIAL} = NTRI * (ctr + ci)$$

Donde:

ctr : costo unitario del transformador inicial según potencia

ci : costo de instalación

6.3.1.4 Costo de la red de baja tensión inicial:

Se considera una red aérea preensamblada radial con una línea por calles normales y 2 por avenidas. Para cada selección de potencia y número de salidas del centro de transformación se calcula la potencia por salida:

$$S_{SALIDA} = \frac{PTRI}{N_{SALIDAS}}$$

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
84
ENTRE RIOS

$$I_{SALIDA} = \frac{S_{SALIDA}}{\sqrt{3} * U_{NOMINAL}}$$

Donde:

N$_{SALIDAS}$: número promedio de salidas de baja tensión por transformador

La longitud de calles será:

$$LC = 2\,lc * \frac{area\ total}{lc^2}$$

$$LC = \frac{2\ area\ total}{lc}$$

Donde:

LC : longitud de calles

lc : distancia promedio en metros entre dos calles paralelas vecinas

El radio de influencia de un centro de transformación está dado por:

$$R_{BT} = 1000 \sqrt{\frac{area\ total * PTRI * Fu}{\pi * S_{MAD} * (1 - S_{CLIENTES} - S_{GUBT})}}$$

Siendo **s**$_{GUBT}$ la potencia correspondiente a los grandes usuarios en baja tensión.

La longitud de la red de baja tensión inicial estará dada por:

$$LBT = L_{RG} + L_{ACOM} + L_{CL}$$

Donde:

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA FOLIO 85 ENTRE RIOS

L_{RG} : longitud de la red general de BT

L_{ACOM} : longitud de línea de salida hasta la primera esquina

L_{CL} : longitud de línea para clientes especiales (superpuesto) no incluido en L_{ACOM}

$$L_{ACOM} = NTRI * N_{SALIDAS} * \frac{lc}{2}$$

$$L_{RG} = kAV * LC - L_{ACOM}$$

KAV = 1,15 considerando la proporción de avenidas.

$$L_{CL} = NTRI * N_{CL} * \frac{km * R_{BT} - \frac{lc}{2}}{2}$$

Donde:

$N_{SALIDAS}$ número de salidas por centro (2 o 4)

N_{CL}: número de clientes especiales por centro

$$CBT_{INICIAL} = (L_{ACOM} + L_{CL}) * cbt_{ACOM} + L_{RG} * cbt_{RG}$$

6.3.2 Costo directo de mantenimiento

$$C_{MANT} = CM_{MT} + CM_{CT} + CM_{BT}$$

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
86
ENTRE RÍOS

6.3.2.1 Costo de mantenimiento de media tensión

$$CM_{MT} = cm_{mt} * LMTI * \sum_{N=1}^{30} \frac{1}{(1+i)^N}$$

Donde:

cm_{mt} : costo anual de mantenimiento por metro de línea de media tensión

6.3.2.2 Costo de mantenimiento de los centros de transformación

$$CM_{CT} = cm_{ct} * NCTI * \sum_{N=1}^{30} \frac{1}{(1+i)^N}$$

Donde:

cm_{ct} : costo anual de mantenimiento por centro

6.3.2.3 Costo de mantenimiento de la red de baja tensión

$$CM_{BT} = cm_{bt} * (L_{RG} + L_{CL}) * \sum_{N=1}^{30} \frac{1}{(1+i)^N} + cm_{bt} * L_{ACOM} * \sum_{N=1}^{30} (1+i)^N$$

Donde:

cm_{bt} : costo anual de mantenimiento por metro de línea de baja tensión

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA FOLIO 87 ENTRE RIOS

6.3.3 Costo de pérdidas

$$CP = CP_{MT} + CP_{TR} + CP_{BT}$$

CP_{MT}: costos capitalizados de pérdidas en la red de media tensión

CP_{TR}: costos capitalizados de pérdidas en transformadores

CP_{BT}: costos capitalizados de pérdidas en la red de baja tensión

6.3.3.1 Pérdidas en la red de media tensión

La carga se considera concentrada en la mitad de la longitud (y no a un tercio) por ser la densidad lineal de la carga menor en las proximidades de la subestación donde los alimentadores están muy cercanos entre sí.

Para una salida:

$$I_{ALIMENTADOR} = \frac{S_{MAD} + S_{AD}}{\sqrt{3} * U_N * cantidad\ de\ lazos} * \frac{1}{2}$$

$$cp_{MT} = Kp_{MT} * 3 * Leq * r * (I_{ALIMENTADOR})^2 * Te * ce_{MT}$$

$$Leq = \frac{1}{2}\frac{LMTI}{cantidad\ de\ lazos}$$

$$Kp_{MT} = \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + a)^N}{(1 + i)^N}$$

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
88
-ENTRE RÍOS-

Donde:

Leq : longitud equivalente

r : resistencia en Ω/km

Te : tiempo equivalente de pérdidas (hs/año)

ce$_{MT}$: costo de energía en $/kwh

6.3.3.2 Pérdidas en transformadores

$$\mathbf{CP_{TR} = Kp_{TR} * NTRI * PTRI * ce * (8760 * P_{Fe} + Te * P_{Cu} * Fu^2)}$$

$$Kp_{TR} = \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + a)^N}{(1 + i)^N}$$

Donde:

ce$_{MT}$: costo de energía en $/kwh

8760 : cantidad de horas en un año

Te : tiempo equivalente de pérdidas (hs/año)

P_{Cu} : pérdidas en el cobre (kW)

P_{Fe} : pérdidas en el hierro (kW)

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA - ENTRE RIOS - FOLIO 89

6.3.3.3 Pérdidas en la red de baja tensión

Para una salida:

$$I_{SALIDA} = \frac{PTRI * Fu}{\sqrt{3} * U_N * N_{SALIDAS}}$$

$$cp_{SALIDA} = Kp_{TR} * 3 * lc/2 * r * (I_{SALIDA})^2 * Te * ce_{BT}$$

Donde:

r : resistencia en Ω/km

Te : tiempo equivalente de pérdidas (hs/año)

Ce$_{BT}$: costo de energía en $/kwh

Las pérdidas en las derivaciones se consideran proporcionales a las pérdidas en las salidas. Para un centro:

$$cp_{BT} = cp_{SALIDA} * N_{SALIDAS} * \left(1 + Kred * \frac{r_{RED}}{r_{SALIDA}}\right)$$

El coeficiente **Kred** depende de la extensión del área de influencia del centro de transformación. Del análisis de esquemas tipo se obtiene la siguiente expresión:

$$Kred = 0,12 * N_{SALIDAS} + 0,09 (Nm - 4)$$

$$Nm = \frac{area\ total}{lc^2 * NTRI} * \frac{1 - S_{CLIENTES}}{1 - S_{CLIENTES} - S_{GUBT}}$$

Donde:

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
90
ENTRE RIOS

Nm : número de manzanas por centro

El costo de pérdidas será:

$$CP_{BT} = NTRI * \frac{1 - S_{CLIENTES} - S_{GUBT}}{1 - S_{CLIENTES}} * cp_{SALIDA} * N_{SALIDAS} * \left(1 + Kred * \frac{r_{RED}}{r_{SALIDA}}\right)$$

La pérdida porcentual de potencia será :

$$Pp_{\%} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cos \varphi} \frac{r * lc * I_{SALIDA}}{U_N} * \left(1 + Kred \frac{r_{RED}}{r_{SALIDA}}\right) * \frac{100}{1000}$$

Este valor será similar al porcentaje de caída de tensión admitido en BT, razón por la cual deberá estar acotado dentro del 7%, según se desprende del capítulo referido a la calidad de producto técnico.

6.4 Redes Rurales y urbano rurales de 13,2 kV y BT Asociado.

Para la optimización de las redes de 13,2 Rurales y transformadores y red de BT asociada, se han seguido los siguientes criterios:

- Determinación de sección óptima por tramo considerando costo total.

$$CTc = Cc + Cest + CpK$$

- Verificación de la caída de tensión a través del uso de la capacidad de transporte.

- Determinación de la Potencia instalada de trafos.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA FOLIO 91 -ENTRE RÍOS-

$$P\ Inst = \frac{PD}{0,8}\ Pot > 63\ kVA$$

$$P\ Inst = \frac{PD}{0,6}\ Pot < 63\ kVA$$

- Selección de la sección de BT mediante el cálculo de la sección económica

$$CTc = Cc + Cp\ K^{i}n$$

6.5 Aplicación de Retorno por tierra 19,2 kV y 13,2 kV.

Se ha mantenido el desarrollo de los circuitos de MRT, de acuerdo a su trazado original.

La Sección en todos los casos se ha mantenido la existente por razones mecánicas.

Para mantenimiento de las condiciones de Seguridad se ha verificado que la corriente de retorno por toma no supere en ningún caso los 10 A.

6.6 Definición de Escenarios de Estudio, Datos de Ingreso y Variables a Optimizar.

Desarrollados los modelos de cálculo para permitir elegir y optimizar las opciones de arquitectura de red, se establecen para cada una de las zonas características los escenarios de análisis.

Dichos escenarios contienen cuatro conjuntos de datos y variables a saber:

A. Datos de Ingreso Básicos vinculados a la caracterización del mercado y costos unitarios.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
92
ENTRE RÍOS

B. Variables a Optimizar buscando el óptimo dimensionamiento del sistema.

Describimos por lo tanto cada uno de estos conjuntos de datos y variables que determinan los escenarios de estudio.

6.6.1 Datos De Ingreso Básicos

Comprenden los datos asociados a las características del mercado y a los costos de tecnologías adoptadas para las instalaciones.

- Densidad de carga en zonas Urbanas..
- Tipo de red posible aérea o subterránea.
- Costos directos unitarios de instalación de las tecnologías adoptadas.
- Costos unitarios de las pérdidas de energía.
- Costos unitarios directos de Mantenimiento.
- Tiempos de utilización y equivalentes de pérdidas.
- Límites de tensión admisibles por etapa.

y otros adicionales, tales como dimensión del manzanado, anchos de calle, área servida, factor de potencia, tasas de avería estándar tiempo de reposición del servicio, niveles de cargas deseadas, etc.

6.6.2 Variables a Optimizar

La mejor opción tecnológica y de red a su vez puede ser optimizada analizando variantes de las denominadas variables a optimizar.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
93
- ENTRE RIOS -

Estas son:

- Sección de circuitos de 33 kV
- Potencia de transformación 33/13,2 kV
- Cantidad y sección de los circuitos de 13,2 kV.
- Potencia de transformación MT/BT.
- Cantidad y sección de los circuitos de BT.
- Cantidad y ubicación de los dispositivos de seccionalizamiento automático.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
94
ENTRE RÍOS

7 Resultados.

A continuación, se presentan los resultados de los estudios realizados a saber:

1) Redes de 132 kV y centros de transformación 132/13,2/33kV.
2) Redes de 33kV y centros de transformación 33/13,2kV.
3) Redes de 13,2kV alimentadas desde 132kV; desde 33KV y tipo MRT.
4) Sistemas protectivos de MT.
5) Centros de transformación MT/BT y redes de BT urbanas y rurales.
6) Acometidas MT y BT
7) Resumen general y VNR.

7.1 Redes de 132 kV y centros de transformación 132/13,2/33kV.

Las líneas de alta tensión comprendidas son:

- Línea que vincula la SE Concordia (ENERSA) con la SE Río Uruguay.
- Para garantizar la continuidad del servicio, se ha agregado una segunda alimentación a la SET Rio Uruguay.

VNR RED ADAPTADA CONCORDIA
LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN

Línea	Líneas aéreas 132 kV 300/50 Al/Ac		
	[km]	$/m	Miles $
SE Concordia - SE Río Uruguay	8,500	40809	346874
$ a diciembre 2021 Total	**8,500**		**346874**

Respecto de la potencia de transformación, la actualmente disponible es insuficiente

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGIA ENTRE RIOS
FOLIO
95

Se disponen de dos transformadores de 30 MVA en la ET Concordia y de otros dos de 30 MVA en la ET Rio Uruguay. La demanda máxima de la cooperativa es de 92 MVA, a los que se agregan unos 12 MVA abastecidos desde la ET Concordia a otros clientes de la provincia, totalizando 104 MVA.

En caso de pérdida de un transformador la potencia máxima suministrable es de 90 MVA, lo que no permite garantizar la continuidad del suministro.

Por tal motivo y previendo el crecimiento de la demanda en la zona del parque industrial y el oeste de la ciudad, se ha previsto la incorporación de una ET 132/33 KV 2X15MVA en el parque industrial adyacente a la estación de la empresa EGGER (ET MASISA) y aprovechando el corte de la línea de 132 KV de ENERSA ya realizado.

Con la construcción de la 2da línea de 132 KV de alimentación a ET Concordia desde Salto Grande la capacidad de la línea de 132 KV está garantizada.

7.2 Redes de 33kV y centros de transformación 132/33/13,2 KV y 33/13,2kV.

De la evaluación de la red de 33kV, siguiendo las premisas indicadas se obtienen los siguientes resultados.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
96
ENTRE RIOS

VNR RED ADAPTADA CONCORDIA
RED DE MT 33 kV

Tipo alimentador	Longitud [m]				Costo	
	Total	mm²	%	m/sección	$ / m	Miles $
URBANO	91.967	150	19%	17.640	9.952	175.551
		70	28%	25.397	8.004	203.272
		50	14%	13.031	2.388	31.120
		35	39%	35.900	2.161	77.591
RURAL	111.523	120	3%	2.804	8.568	24.027
		70	8%	9.261	8.004	74.123
		35	89%	99.458	2.161	214.961
MRT	27.113	25 M	100%	27.113	857	23.248
SUBTOTAL LÍNEA	230.603					823.894
ADIC. CABLE	19.389				22.317	432.702
TOTAL	**249.992**					**1.256.597**

Así mismo de la evaluación realizada se obtienen los siguientes resultados para los centros de transformación 33/13,2 kV.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
97
-ENTRE RIOS-

VNR RED ADAPTADA CONCORDIA
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN 132/33/13,2 kV y 33/13,2 kV

UBICACION	Tensión prim. [V]	Tensión sec. [V]	POT. [kVA]	Costo [Miles de $]
E. T. RIO URUGUAY	132.000	33.000	2x30000	794.191
SET PI 132/33 kV	132.000	33.000	2x30000	689.347
CENTRAL 3	33.000	13.200	2x5000	161.376
CENTRAL 2	33.000	13.200	2x5000	161.376
SET REBAJE LA BIANCA	33.000	13.200	2.500	37.125
REBAJE ACCESO RUTA 15	33.000	13.200	1.000	24.053
SET. DE REBAJE O. MAGNASCO	33.000	13.200	1.000	24.053
SET DE REBAJE ARACAMA	33.000	13.200	2.500	37.125
SET REBAJE AUTODROMO	33.000	13.200	2.500	37.125
REBAJE COLONIA YERUA NORTE	33.000	13.200	2.500	37.125
REBAJE COLONIA YERUA SUR	33.000	13.200	2x5000	161.376
Miles $ a diciembre 2021			**TOTAL**	**2.164.270**

Los estudios han permitido optimizar las secciones y potencias de transformación.

7.2 Redes de 13,2 kV.

El análisis de los circuitos de 13,2kV se ha realizado de acuerdo a los lineamientos fijados.

Los resultados de la modelización en cuanto a longitudes secciones y costos, han arrojado los siguientes valores:

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
98
- ENTRE RÍOS -

VNR RED ADAPTADA CONCORDIA
LÍNEAS URBANAS DE MT 13,2kV
LONGITUDES Y SECCIONES SEGÚN ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO

Zona	Líneas aéreas						Cable subterráneo		
	Salidas		Red General		Total				
	[m]	$/m	[m]	$/m	[m]	Miles $	[m]	$/m	Miles $
Río Uruguay	30.401	6.726	6.962	4.470	37.363	235.585	29.653	17.950	532.270
Central 3	6.336	6.726	5.498	4.470	11.834	67.188	-		
$ a diciembre 2021				**Total**	**49.197**	**302.772**	**29.653**		**532.270**

Para todos los circuitos se ha adoptado la sección económica para su carga y se ha verificado la caída de tensión. Los resultados de sección longitud y costo son los siguientes:

VNR RED ADAPTADA CONCORDIA
LÍNEAS RURALES DE MT 13,2kV

Tipo alimentador	Longitud [m]				Costo	
	Total	mm²	%	m/sección	$ / m	Miles $
TRIFÁSICO	175.950	50	10%	18.451	1.787	32.966
		35	90%	157.499	1.592	250.813
MRT	105.340	25 M	100%	105.340	823	86.705
TOTAL	**281.290**			**281.290**		**370.483**

7.3 Sistemas protectivos de MT.

Para mejorar las condiciones de calidad de Servicio Técnico desde el punto de vista de las inversiones, los aspectos que tienen relevancia son:

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA FOLIO 9 ENTRE RIOS

- Mayor cantidad de circuitos, de forma tal de reducir el FMIK y por consiguiente el TTIK.

- Sistemas Protectivos adecuados.

En cuanto a los sistemas protectivos se considera conveniente disponer de:

- Recierre.

- Seccionalizamiento automático.

La disponibilidad de recierre se tiene:

- En la salida de los circuitos de 33kV y 13kV las estaciones transformadoras 132/MT (incluido en el costo de transmisión)

- A la salida de los CT 33/13,2kV (incluido en los mismos).

Para el seccionalizamiento automático, se ha calculado su conveniencia técnico-económica (considerando tasa de falla, tiempo de reposición, etc.) cuando su costo es menor que la energía no suministrada evitada, para su instalación en la red MT.

Aplicando estos criterios los resultados son los siguientes:

VNR RED ADAPTADA
CONCORDIA
PROTECCIONES LÍNEAS DE MT

Alimentador	Cantidad	Costo unitario	Costo total
33 kV	13	2.400	31.195
13,2 kV urbano	16	1.958	31.321
13,2 kV rural	9	1.958	17.618
Total	**38**		**80.134**

Miles de $ a diciembre 2021

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA FOLIO 100 ENTRE RÍOS

7.4 Centros de transformación MT/BT y redes de BT urbanas y rurales.

Dentro de este rubro se incluyen los centros de transformación MT/BT y las redes de BT urbanas y rurales.

VNR RED ADAPTADA CONCORDIA
CENTROS DE TRANSFORMACION MT/BT

ZONA	Tensión kV	TIPO	Potencia KVA	Cantidades	TOTAL KVA	COSTO UNITARIO	TOTAL Miles $
Urbana	33/BT	Nivel	1.500	9	13.500	4.193.758	37.744
			500	8	4.000	2.837.113	22.697
		Aéreo	400	52	20.800	1.876.584	97.582
			250	21	5.250	1.702.701	35.757
	13,2/BT	Cám. Subt.	500	27	13.500	8.356.218	225.618
		Cám. Nivel	500	33	16.500	6.941.658	229.075
		Aéreo	315	37	11.655	1.799.043	66.565
			250	56	14.000	1.605.733	89.921
SUBTOTAL URBANO				**243**	**99.205**		**804.958**
Rural	33/BT	Aéreo	400	10	4.000	1.876.584	18.766
			160	32	5.120	1.495.932	47.870
			100	28	2.800	1.357.296	38.004
			63	27	1.701	1.297.274	35.026
			40	22	880	1.221.555	26.874
			16	5	80	1.123.695	5.618
	19,1/BT		25	35	875	444.943	15.573
			10	59	590	364.776	21.522
	13,2/BT		500	9	4.500	2.298.969	20.691
			250	12	3.000	1.605.733	19.269
			160	37	5.920	1.140.123	42.185
			63	42	2.646	784.139	32.934
			40	27	1.080	688.489	18.589
			25	65	1.625	658.990	42.834
			10	89	890	470.114	41.840
	7,6/BT		25	42	1.050	382.387	16.060
			10	90	900	313.106	28.179
SUBTOTAL RURAL				**631**	**37.657**		**471.835**
TOTAL				**874**	**136.862**		**1.276.793**

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

FOLIO 101

Para los centros rurales se ha respetado la cantidad y se han ajustado las potencias a sus valores adaptados.

Para las líneas de BT el resultado de la modelación tomando una sección para troncal y una sección para el resto de la red arroja los siguientes resultados:

SECCIONES ÓPTIMAS LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN
MÓDULOS ÓPTIMOS CTs

Zona	Red de BT Aérea (Subt.)		Centros MT/BT
	Salidas	Red General	
Alta Densidad	95/50 mm^2 (120/70 mm^2)	95/50 mm^2 (120/70 mm^2)	500 KVA
Media Densidad 13kV	95/50 mm^2 (120/70 mm^2)	50/50 mm^2 (70/35 mm^2)	315 KVA
Media Densidad 33kV	95/50 mm^2 (120/70 mm^2)	50/50 mm^2 (70/35 mm^2)	400 KVA
Baja Densidad	50/50 mm^2	50/50 mm^2	250 KVA

VNR RED ADAPTADA CONCORDIA
RED DE BAJA TENSION

Montaje	Sección	[m]	$/m	Miles $
Línea aérea	95/50 mm^2	208.585	2.813	586.770
	50/50 mm^2	591.968	2.481	1.468.683
	25/25 mm^2	30.500	1.730	52.758
Cable subt.	120/70 mm^2	7.220	13.964	100.817
	70/35 mm^2	12.790	12.276	157.007
	Cu 10 mm^2	20.020	9.785	195.897
Total		**871.083**		**2.561.932**

Cooperativa y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
102
ENTRE RIOS

7.5 Acometidas y medición MT y BT

Se han incluido dentro de los costos de la red adaptada los costos de los sistemas de medición MT y BT.

Los costos de las acometidas de BT para clientes de T1R, T1G y T2 se encuentran comprendidos dentro del derecho de conexión que paga el cliente.

Los costos de los centros de Suministro y medición en 33, 13,2 KV y BT para grandes clientes BT se abonan dentro del cargo fijo, no formando parte del VNR adaptado.

Los resultados obtenidos, a incluir en el VNR se exponen a continuación.

VNR RED ADAPTADA CONCORDIA
MEDICIONES MT y BT

TARIFA	CANT. CLIENTES	VNR MEDICIONES Miles $
T1 MONOFASICO	46.023	87.191
T1 TRIFASICO	10.446	82.456
T2	302	11.443
T3 BT	208	16.255
T3 MT	17	16.634
TOTAL	**56.996**	**213.978**

Miles de $ a diciembre 2021

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
103
ENTRE RIOS

7.6 Resumen VNR, redes e instalaciones.

A continuación, se presenta una tabla resumen de los resultados de la optimización por concepto.

VNR RED ADAPTADA CONCORDIA
RESUMEN GENERAL

Concepto	Unidad	Cantidad	Costo total
Líneas de AT	km	8,5	346.874
ET 132/33/13,2 kV	Unidad	2	1.483.538
Total Alta Tensión			**1.830.412**
Líneas urbanas 33 kV	km	92	487.535
Líneas rurales 33 kV	km	139	336.360
Cables 33 kV	km	19	432.702
Centros 33/13,2 kV	Unidad	9	680.732
Líneas urbanas 13,2 kV	km	49	302.772
Líneas rurales 13,2 kV	km	281	370.483
Cables 13,2 kV	km	30	532.270
Sistema protectivo	Unidad	38	80.134
Total Media Tensión			**3.222.988**
Centros MT/BT	Unidad	874	**1.276.793**
Líneas BT	km	831	2.108.211
Cables BT	km	40	453.721
Total Baja Tensión			**2.561.932**
Mediciones MT	Unidad	17	16.634
Mediciones BT	Unidad	56.979	197.344
Activos no eléctricos	-	-	402.207
		Total	**9.508.310**

Miles de $ a diciembre 2021

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
104
- ENTRE RÍOS -

8 Balance y pérdidas técnicas.

8.1 Pérdidas técnicas.

En el presente capítulo se resumen los resultados de pérdidas técnicas de potencia y energía de las redes e instalaciones optimizadas de acuerdo a lo siguiente:

8.1.1 Pérdidas AT y AT/MT

Los resultados son los siguientes:

RED ADAPTADA CONCORDIA
PÉRDIDAS AT y AT/MT

Concepto	Pp [kW]	Pp	Ep
Línea AT	27	0,06%	0,04%
SE Río Uruguay	285	0,65%	0,65%
Total	**312**	**0,71%**	**0,69%**

8.1.2 Redes MT, urbanas y rurales.

Los resultados de la modelización se exponen a continuación.

VNR RED ADAPTADA CONCORDIA
PÉRDIDAS LÍNEAS DE MT

Tipo alimentador	Pp [kW]	Pp	Ep
Pérdidas MT 33 kV	1337,9	2,67%	1,63%
Pérdidas MT 13,2 kV rural	239,1	2,35%	1,43%
Pérdidas MT 13,2 kV urbana	391,5	1,13%	0,69%
Total	**1968,5**		

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA ENTRE RÍOS FOLIO 105

8.1.3 Centros de transformación MT/MT

Los resultados de la modelización arrojan los siguientes valores:

RED ADAPTADA CONCORDIA

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN 33/13,2kV

UBICACION	Pp KW	Pp %	Ep %
CENTRAL 3	48,8		
CENTRAL 2	48,8		
SET REBAJE LA BIANCA	23,2		
SET. DE REBAJE O. MAGNASCO	6,4		
REBAJE ACCESO RUTA 15	6,4	**0,90%**	**1,03%**
SET DE REBAJE ARACAMA	11,6		
SET REBAJE AUTODROMO	11,6		
REBAJE COLONIA YERUA NORTE	11,6		
REBAJE COLONIA YERUA SUR	48,8		
Total	**217,0**		

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
106
ENTRE RIOS

8.1.4 Centros de transformación MT/BT

RED ADAPTADA CONCORDIA
PÉRDIDAS CENTROS DE TRANSFORMACION MT/BT

ZONA	Tensión [kV]	Pp [kW]	Pp	Ep
Urbana	33/BT	492,7	1,72%	1,95%
	13,2/BT	599,1		
Rural	33/BT	152,3		
	19,1/BT	22,1		
	13,2/BT	186,7		
	7,6/BT	27,9		
	Total	**1.480,9**		

8.1.5 Red BT

RED ADAPTADA CONCORDIA
PÉRDIDAS LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN

Zona	Pp KW	Pp %	Ep %
Alta Densidad	712	2,64%	1,50%
Media Densidad 13kV	203		
Media Densidad 33kV	713		
Baja Densidad	460		
Rural	18		
Med y acom	837	1,05%	1,14%
Total	**2.943**	**3,69%**	**2,64%**

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
107
ENTRE RIOS

8.2 Balance de potencia.

Con los resultados obtenidos se puede confeccionar el siguiente balance.

BALANCE POTENCIAS SIMULTANEAS NIVEL EETT

ETAPA	Resto [kW]	Potencia	Energía
Potencia ingresada Coop. Concordia	**86.680**		
Pérdidas AT + SERU	312	0,36%	0,35%
Demanda MT total simultánea a nivel ET	**86.368**	**0,36%**	**0,35%**
Pérdidas MT 33 kV	1.338	1,59%	0,97%
Pérdidas CR	217	0,26%	0,30%
Pérdidas MT 13,2 kV rural	239	0,28%	0,17%
Pérdidas MT 13,2 kV urbana	391	0,47%	0,28%
Demanda usuarios MT simultánea a nivel ET	7.153	**2,60%**	**1,72%**
Demanda BT total simultánea a nivel ET	**77.029**		
Pérdidas CT MT/BT	1.324	1,86%	2,11%
Pérdidas técnicas BT	2.795	3,92%	2,22%
Pérdidas reconocidas no técnicas BT	1.541	2,00%	2,00%
Demanda clientes BT simultánea a nivel ET	**71.369**	**7,77%**	**6,33%**

Porcentajes referidos a la etapa propia (sombreada)

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
108
ENTRE RÍOS

ACTIVOS NO ELECTRICOS.

En el desarrollo de la empresa modelo, se considerarán los siguientes activos no eléctricos:

1. Inmuebles No Eléctricos,
2. Vehículos,
3. Sistemas Corporativos,
4. Herramental.

La consideración de los mismos se realiza contemplando los siguientes conceptos:

1. **Inmuebles No Eléctricos**

Se incluyen los inmuebles (terrenos y edificios) que son requeridos para las actividades de gerenciamiento, administrativas y técnicas de obrador, para el personal propio y también depósitos de materiales y talleres.

		Superficie (m^2)		Costo ($/$m^2$)		Costo		
Empleo	**Dirección**	**Total**	**Cubierta**	**Terreno**	**Construcción**	**Terreno**	**Cubierta**	**Total**
Taller Automotor	Presidente del Castillo 709	200	100	15,000	150,000	$ 3,000,000	$ 15,000,000	$ 18,000,000
Depósito	Rivadavia 704	3,000	100			$ 45,000,000	$ 15,000,000	$ 60,000,000
Depósito y Taller	San Juan y Alberdi	1,500	200			$ 22,500,000	$ 30,000,000	$ 52,500,000
Administación/Oficina	Urquiza 598	1,200	1,000			$ 18,000,000	$ 150,000,000	$ 168,000,000
								$ 298,500,000

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

FOLIO 109

2. Vehículos

Se han considerado los vehículos requeridos para realizar las actividades con personal propio y de Supervisión de trabajos de personal propio y de contratistas en las direcciones de comercial operaciones y administración y finanzas.
No se consideraron los vehículos requeridos para ejecutar y supervisar obras de inversión ni para realizar las actividades de corte y reconexión.

Resumen de flota vehicular adaptada a valores actualizados(no incluida en los costos de inversion)

Redes

Tipo	Modelo	Cant.	Costo Unit. (m$)	Costo Total (m$)
Camión	Iveco/Ford 4000	2	8,200	16,400
Camioneta	Toyota Hilux/Ford Ranger	6	4,000	24,000
Utilitario	Ford Courier/VW Saveiro	1	2,500	2,500
Acoplado	Gentili	1	800	800

Dirección Comercial

Tipo	Modelo	Cant.	Costo Unit. (m$)	Costo Total (m$)
Camión	Iveco/Ford 4000	1	8,200	8,200
Camioneta	Toyota Hilux/Ford Ranger	4	4,000	16,000
Utilitario	Ford Courier/VW Saveiro	2	2,500	5,000

Dirección Administracion

Tipo	Modelo	Cant.	Costo Unit. (m$)	Costo Total (m$)
Camioneta	Toyota Hilux/Ford Ranger	0	4,000	0
Utilitario	VW Saveiro	1	2,500	2,500
Auto	Chevrolet Cruze	1	2,500	2,500
			Total (m$)	**77,900**

3. Sistemas

Se consideran los sistemas más importantes para el funcionamiento de la cooperativa:

- Sistema Comercial
- Sistema Administrativo y Contable
- Sistema Técnico SIPRE – GIS

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

El resto de los sistemas menores y equipos de computación, se consideran incluidos como un porcentaje adicional a los gastos de personal propio.

Sistemas Corporativos empleados

Descripción	Cant.	Costo Unit.m ($)	Costo Total (m$)
Sistema Técnico SIPRE - GIS	1	15,000	$ 15,000
Sistema de Facturación	1	5,000	$ 5,000
Sistema Contable	1	5,000	$ 5,000
			$ 25,000

FOLIO 110

4. Herramental

   Se ha incluido dentro de los activos no eléctricos, todos los equipamientos y herramental necesarios de uso no personal. El detalle se encuentra en el archivo Excel El resto, vinculado al personal existente, se considera como un porcentaje de los correspondientes costos de Personal.

El resultado de la valorización de los Activos No Eléctricos es el siguiente:

INMUEBLES	$	298,500,000
SISTEMAS	$	25,000,000
VEHICULOS	$	77,900,000
HERRAMENTAL	$	807,625
TOTAL	$	402,207,625

El detalle de los Inmuebles, Vehículos, Sistemas y Herramental se encuentran en los archivos Excel anexos correspondientes (**contenidos en el ZIP3**):

- Inmuebles No Eléctricos
- Vehículos
- Sistemas
- Herramental y Equipos

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
111
ENTRE RIOS

GASTOS DE EXPLOTACION.

Los gastos de Explotación incluyen:

1)Gastos de Personal Propio
2)Gastos de Comercialización
3) Gastos de administración, Tasas ENRE y otros
4)Gastos de Distribución

1)Gastos de Personal Propio

Incluye los gastos de personal propio correspondientes a estructura del personal, eficiente. Se ha desglosado de la estructura al personal asignado a Inversiones, planificación, inventario y a los procesos de corte y reconexión(abonados por el cliente) . Los valores consignados incluyen todos los aportes y gastos patronales.
En las tablas siguientes se puede apreciar la estructura de personal y el desglose de costos de la misma

	PLANTA CON REASIGNACION		
	RETIRO POR NO VAD	RETIRO POR FACTURACION	REMANENTE
AREA TECNICA	25	0	60
AREA COMERCIAL	15	16	41
Gcia GRAL Y ADM	0	0	36
	40	16	137

	COSTOS CON REASIGNACION		
	RETIRO POR NO VAD	RETIRO POR FACTURACION	REMANENTE VAD
AREA TECNICA	88,951,748.94	0	270,786,896.94
AREA COMERCIAL	39,594,829.59	43,738,466	169,119,275.14
GCIA GRAL Y ADM	0	0	184,986,008.10
	128,546,578.53	43,738,466.44	624,892,180.18

2)Gastos de Comercialización

Se incluyen los gastos de comercialización entre los cuales se pueden destacar comisiones por cobranza banco, correspondencia, custodia policial, la contratación de servicios de seguridad, limpieza, distribución de facturas y control de la calidad de

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
112
ENTRE RIOS

producto técnico, control de conexiones y atención de reclamos, más el mantenimiento de edificios y vehículos.

Los costos se han subdividido en tres conceptos: 1) Costos reasignables al VAD, 2) Costos del proceso comercial y 3) Previsión de costos por morosidad

REASIGNACION DE COSTOS VAD

Reasginacion costos VAD	
Costo Personal Propio	169,119,275.14
Servicio de Fraude	38,666,500.00
Varios	10,715,586.79
Gastos Funcionamiento	12,323,281.19
TOTAL	230,824,643.11

Asginacion de Costos Proc. Factura Lectura, etc.	
Lectura y Facturacion	43,738,466
Servicio de Distribucion Facturas	26,232,499.80
Comision Cobranza	31,407,411.70
Subtotal	101,378,377.94
Asignacion de Apoyo	31,101,586.11
TOTAL	132,479,964

Prevision Morosidad	60,966,974.14

3) **Gastos de administración, Tasas EPRE e impuestos**

Se incluyen las tasas cobradas por el EPRE gastos de funcionamiento, varios y otros impuestos.

Reasginacion costos VAD	
Costo Personal Propio	184,986,008.10
Impuestos y tasa EPRE	430,927,805.38
Gastos varios	72,060,544.97
Gastos Funcionamiento	14,302,488.63
TOTAL	702,276,847.08

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
113

4) **Gastos de Distribución**

Incluye personal propio, los servicios contratados de mantenimiento de redes AT, MT y BT, Subestaciones, Alumbrado Público, operación y mantenimiento, reparación de vehículos y varios relacionados con el funcionamiento.

Reasginacion costos VAD	
Costo Personal Propio	270,786,896.94
mantenimiento de redes BT	115,264,316.85
mantenimiento de redes MT	36,273,301.30
mantenimiento de AT	32,342,803.54
Vehiculos	21,730,395.56
Varios	19,222,688.27
TOTAL	495,620,402.45

Se adjunta a la presente los siguientes anexos (**se encuentran dentro del ZIP3**):

1) Desarrollo de la estructura de personal modelo y sus costos (incluyendo asignación inversión o-explotación y explicación de las reasignaciones) (Word y 2 Excel)

2) Determinación de los costos de servicios contratados de mantenimiento (Preventivo y Correctivo) de redes e instalaciones de Distribución de AT, MT y BT correspondientes a la red adaptada. (Word y Excel)

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
114

ANEXO-GASTOS DE O y M DIRECTOS DE REDES E INSTALACIONES.

Se calcularon los costos de O y M de redes e instalaciones como si fueran realizadas por servicios contratados por tratarse de la opción más eficiente

Se ha determinado los costos de mantenimiento preventivo y correctivo, de las Instalaciones de AT, MT, BT de la red adaptada y Luminarias de Alumbrado Público.

Las instalaciones se agruparon de acuerdo al siguiente detalle:

Instalacion
Línea aérea de AT 132 kV
Estacion transformadora AT/MT
Lineas aereas de MT 33 kV desnuda poste Hormigon
Lineas aereas de MT 33 kV desnuda poste madera
Lineas aereas de MT 13,2 kV desnuda poste Hormigon
Lineas aereas de MT 13,2 kV desnuda poste madera
Cable subterraneo de MT de 13,2 kV
Cable subterraneo de MT de 33 kV
Centro de rebaje 33/13,2 kV-dos trafos
Centro de rebaje 33/13,2 kV un trafo
Subestacion MT/BT tipo camara convencional a nivel
Subestacion MT/BT tipo camara convencional subterránea
Plataforma biposte MT/BT desde 100 kVA
Plataforma monoposte MT/BT hasta 63 kVA
Linea aerea de BT
Cable Subterraneo de BT
Luminaria alumbrado público
Acometidas

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
115
ENTRE RIOS

El Mantenimiento Preventivo se determinó considerando las siguientes actividades y periodicidad:

PRACTICAS DE MANTENIMIENTO CONSIDERADAS

Instalacion	Tipo de revisión	Periodicidad
Lineas aereas de MT desnuda poste Hormigon o madera	Revisión ocular	Anual
	Termografía, medición puestas a tierra, perfilado	4 años
Cables subterráneos MT	Revisión terminales y conexiones	Con las subestaciones MT/BT
	Tensión corriente incremental, descargas parciales	10 años
Plataformas MT/BT	Revisión ocular y medicion puntual de cargas	Anual
	Medición y registro de cargas	2 años
	Medición puestas a tierra	2 años
	Termografía, aceite transformador	4 años
Subestaciones MT/BT tipo camara	Revisión ocular y medicion puntual de cargas	Anual
	Medición y registro de cargas	2 años
	Medición puestas a tierra	2 años
	Revisión integral fuera de servicio	4 años
	Termografía, aceite transformador	4 años
Cables subterráneos de BT	Revisión de gabinetes de maniobra	4 años
	Medición de corrientes y tensiones en gabinetes	4 años
Linea aerea de BT	Revisión ocular básica	Anual
	Revisión intensiva, medición de corrientes y tensiones	4 años
Alumbrado público	Revisión ocular de luminarias	6 meses

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
116
ENTRE RIOS

El Mantenimiento Correctivo se determinó considerando tasas estándar de fallas de redes e instalaciones de con estado adecuado, según el siguiente detalle:

Instalacion	**Unidad**	**Tasa de fallas**
		fallas/u
Línea aérea de AT 132 kV	km	0.05
Estacion transformadora AT/MT	u	0.10
Lineas aereas de MT 33 kV desnuda poste Hormigon	km	0.25
Lineas aereas de MT 33 kV desnuda poste madera	km	0.30
Lineas aereas de MT 13,2 kV desnuda poste Hormigon	km	0.25
Lineas aereas de MT 13,2 kV desnuda poste madera	km	0.30
Cable subterraneo de MT de 13,2 kV	km	0.10
Cable subterraneo de MT de 33 kV	km	0.10
Centro de rebaje 33/13,2 kV-dos trafos	u	0.10
Centro de rebaje 33/13,2 kV un trafo	u	0.10
Subestacion MT/BT tipo camara convencional a nivel	u	0.05
Subestacion MT/BT tipo camara convencional subterránea	u	0.06
Plataforma biposte MT/BT desde 100 kVA	u	0.08
Plataforma monoposte MT/BT hasta 63 kVA	u	0.10
Linea aerea de BT	km	0.30
Cable Subterraneo de BT	km	0.20
Luminaria alumbrado público	u	0.20
Acometidas	u	0.10

Para cada una de los tipos de instalación se elaboró el costo unitario de acuerdo a la planilla que se observa en el archivo Excel adjunto.

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda.
CONCORDIA
ENTRE RIOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA - ENTRE RIOS - FOLIO 117

Los resultados de Costos de Mantenimiento de los Servicios de Terceros, según los metrados resultantes para la Red Adaptada se observan en la siguiente tabla

Instalacion	Unidad	Tasa de fallas	Costo anual	Cómputo Instalac actuales	Costos con tasas actuales
		fallas/u	$/u	u - km	$/año
Línea aérea de AT 132 kV	km	0.05	70,438	9	598,721
Estacion transformadora AT/MT	u	0.10	2,972,777	2	5,945,555
Lineas aereas de MT 33 kV desnuda poste Hormigon	km	0.25	113,553	92	10,446,833
Lineas aereas de MT 33 kV desnuda poste madera	km	0.30	128,959	139	17,873,730
Lineas aereas de MT 13,2 kV desnuda poste Hormigon	km	0.25	55,622	49	2,725,485
Lineas aereas de MT 13,2 kV desnuda poste madera	km	0.30	82,461	282	23,245,814
Cable subterraneo de MT de 13,2 kV	km	0.10	43,176	30	1,278,002
Cable subterraneo de MT de 33 kV	km	0.10	52,158	19	1,011,874
Centro de rebaje 33/13,2 kV-dos trafos	u	0.10	755,837	3	2,267,511
Centro de rebaje 33/13,2 kV un trafo	u	0.10	537,097	6	3,222,581
Subestacion MT/BT tipo camara convencional a nivel	u	0.05	75,584	42	3,174,515
Subestacion MT/BT tipo camara convencional subterránea	u	0.06	83,128	27	2,244,443
Plataforma biposte MT/BT desde 160 kVA	u	0.08	67,137	265	17,791,335
Plataforma monoposte MT/BT hasta 100 kVA	u	0.10	34,676	531	18,412,733
Linea aerea de BT	km	0.30	57,860	830	48,035,577
Cable Subterraneo de BT	km	0.20	52,377	40	2,095,081
Luminaria alumbrado público	u	0.20	151	33208	5,023,540
Acometidas	u	0.10	324	56979	18,487,093
					183,880,422

La comparación con los costos reales es la siguiente:

COMPARACION CON GASTOS CONCORDIA REALES

CONCEPTO	REALES	RED ADAPTADA
GASTO TOTAL	**223,114,438**	**183,880,422**

Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda. CONCORDIA ENTRE RIOS