

**PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR**

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

Revisión Tarifaria Integral Período 2023-2028
del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica,
para la Provincia de Tierra del Fuego,
Antártida e Islas del Atlántico Sur



CONTRATO EX-2022-00175425- -CFI-GES#DC

INFORME FINAL

Diciembre 2023


Fundación Universidad Nacional de San Juan (FUUNSAJ)
Unidad Ejecutora: Instituto de Energía Eléctrica (IEE)
de doble dependencia UNSJ – CONICET

Av. Libertador Gral. San Martín 1109 (oeste)
J5400ARL, San Juan, República ARGENTINA
Tel.: +54 264 4226444 | www.iee-unsjconicet.org



 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 1
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final				

ÍNDICE DE CONTENIDO


RESUMEN EJECUTIVO.....	4
1. INTRODUCCIÓN.....	11
1.1. Objeto del Estudio.....	13
1.2. Recopilación de Información.....	13
1.3. Viaje a TDF.....	15
1.3.1. Ushuaia.....	15
1.3.2. Tolhuin.....	16
1.3.3. Río Grande.....	17
1.3.4. Seminarios.....	17
1.4. Inconvenientes.....	18
1.5. Entregables.....	19
1.6. Alcance.....	19
2. DIAGNÓSTICO INICIAL - ESTADO DE SITUACIÓN.....	20
2.1. Marco Regulatorio: Análisis Jurídico de la Información.....	20
2.1.1. De La Ley de Creación de la DPE y Normas Afines.....	20
2.1.2. De la Cooperativa Eléctrica de Río Grande y Normas Afines.....	21
2.1.3. Prospectiva.....	23
2.2. Régimen Tarifario.....	23
2.3. Calidad del Suministro.....	25
2.3.1. Normativa de Calidad del Producto y Servicio.....	25
2.3.2. Observaciones a partir de Visita Técnica.....	31
2.4. Minería de Criptomonedas.....	32
2.5. Cooperativa Eléctrica Río Grande (CRG).....	32
2.5.1. Análisis Técnico.....	32
2.5.2. Actualización Tarifaria.....	37
2.6. Dirección Provincial de Electricidad (DPE).....	39
2.6.1. Análisis Técnico.....	39
2.6.2. Actualización Tarifaria.....	45
3. PROPUESTAS REGULATORIAS-NORMATIVAS.....	46
3.1. Régimen de RTI Quinquenal.....	47
3.1.1. Tarifas de Distribución – Ley 24.065.....	47
3.1.2. Aspectos Conceptuales.....	48
3.1.3. Etapas del Estudio Tarifario.....	56
i) Campaña de Medición.....	56

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 2
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

ii) Régimen de Calidad	58
iii) Análisis del Mercado y Proyección de la Demanda Eléctrica	59
iv) Tasa de Costo de Capital	59
v) Costos Eficientes de Estructuras e Instalaciones Típicas	61
vi) Valor Agregado de Distribución (VAD)	62
vii) Requerimientos de Ingresos de la Distribuidora	64
viii) Determinación del Cuadro Tarifario	65
3.2. Reordenamiento del Marco Regulatorio	67
3.2.1. Sobre la Necesidad de Legislar un Marco Regulatorio	67
3.2.2. Sobre las Posibles Formas Jurídicas a Asumir por la DPE	68
3.2.3. Sobre la Forma Jurídica de la Autoridad Regulatoria	69
3.3. Régimen Tarifario y de Suministro Provincial	70
3.3.1. Necesidad de Reordenamiento	70
3.3.2. DOCUMENTO UNICO Régimen de Suministro y Tarifario	71
3.4. Régimen para Criptominado	105
3.4.1. Características del Criptominado	105
3.4.2. Regulación Eléctrica de Criptominado	106
3.4.3. Tarifas para Criptominado	107
3.5. Régimen de Calidad Provincial	109
3.5.1. Generalidades sobre la Calidad de Servicio Técnico	110
3.5.2. Generalidades sobre la Calidad de Producto Técnico	116
3.5.3. Calidad del Servicio Comercial	121
3.5.4. Etapas de Implementación Propuestas para TDF	121
4. ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE DEMANDA	127
4.1. Proyección para la CRG	127
4.2. Proyección para la DPE	132
5. MANUAL DE COSTOS Y FACTORES DE AJUSTE	137
5.1. Manual de Costos	138
5.1.1. Metodología	139
5.1.2. Estructura General de Costos	141
5.1.3. Resultados	144
5.2. Factores de Ajuste	145
5.2.1. Factor de Actualización de los Costos Propios de Distribución (CPD)	145
5.2.2. Factor de Actualización de los Costos de Comercialización (CCO)	147
5.2.3. Cálculo de los Factores de Actualización	148

 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	 Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 3
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

6.	PROPUESTA TARIFARIA (VAD) PARA CRG	149
6.1.	Costos de Capital.....	150
6.1.1.	VNR Eléctrico	150
	i) Diagnóstico Inicial de Redes de MT	151
	ii) Cálculo del VNR Eléctrico para la Red de MT	154
	iii) Cálculo del VNR Eléctrico para la Red de BT	172
	iv) VNR Eléctrico Total para la CRG a Julio-2023.....	174
	v) Pérdidas	175
6.1.2.	VNR No Eléctrico	175
6.2.	Costos de Explotación	177
6.2.1.	Costos Comunes a Toda la Estructura	178
6.2.2.	Determinación de la Estructura de la Empresa Modelo	180
6.2.3.	Costos de Explotación de la CRG	187
6.2.4.	Costos de Explotación Comercial	190
6.2.5.	Costos de Totales de Explotación de la Empresa Modelo.....	191
6.3.	Impuestos y Otros Gastos	191
6.4.	VAD para la CRG.....	193
7.	PROPUESTA TARIFARIA (VAD) PARA DPE	195
7.1.	Costos de Capital.....	195
7.1.1.	VNR Eléctrico	195
7.1.2.	VNR No Eléctrico	199
7.2.	Costos de Explotación	200
7.2.1.	Costos Comunes a Toda la Estructura	200
7.2.2.	Determinación de la Estructura de la Empresa Modelo	201
7.2.3.	Costos de Explotación de la DPE	207
7.2.4.	Costos de Explotación Comercial	208
7.2.5.	Costos de Totales de Explotación de la Empresa Modelo.....	208
7.3.	Impuestos y Otros Gastos	209
7.4.	VAD para la DPE	209
8.	CONCLUSIONES	211
8.1.	Marco Regulatorio.....	211
8.2.	Comparativas de VAD	213
8.3.	Trabajos Futuros.....	214
	ANEXOS.....	216

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 4
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

RESUMEN EJECUTIVO


En este estudio de Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, para la provincia de Tierra del Fuego (TDF), Antártida e Islas del Atlántico Sur (AelAS), llevado adelante por el Instituto de Energía Eléctrica (IEE), se propuso realizar una revisión del marco regulatorio eléctrico provincial, junto con una propuesta de modificación del mismo según pertinencia; que considere y/o pautee criterios para la RTI del servicio público de distribución de electricidad en TDF, considerando un régimen y control de la calidad del producto y servicio eléctrico, acotando también la actividad de criptominao. Además, se propuso obtener el Valor Agregado de Distribución (VAD) y el correspondiente cuadro tarifario para ambas prestadoras del servicio de distribución, la Dirección Provincial de Energía (DPE) y la Cooperativa Eléctrica de Río Grande (CRG), lo cual se presenta en este informe final.

En general la tarifa de la actividad de distribución de energía eléctrica cumple el doble rol de vincular a los productores con los consumidores por medio de señales de precios; e inducir a que la actividad se desarrolle con el objetivo de satisfacer la demanda de los usuarios al mínimo costo compatible, con un nivel determinado de calidad de la prestación del servicio eléctrico. El esquema regulatorio adoptado en la Ley 24.065 de Argentina para los servicios de distribución, en el tema tarifario, es el conocido como de precios máximos o “price-cap”.

Esencialmente las tarifas a usuarios finales deben basarse en el precio promedio de la energía eléctrica generada o comprada y en los cargos por el uso de la red de distribución y los costos de atención al usuario, que constituyen el VAD. A su vez, el cálculo del VAD se basa en la definición funcional y en términos de operatividad económica de una distribuidora “modelo” o de “referencia eficiente”; siendo aquella distribuidora que tiene la dotación de personal adecuada, utiliza la tecnología más apropiada y adopta los esquemas de organización, administración y gerenciamiento más convenientes respecto de las características estructurales del servicio y de su mercado y contra la cual, en términos de teoría económica, debe competir la distribuidora real.

En particular, en este estudio se plantean algunas propuestas de modificaciones o actualizaciones sobre:

- i) El régimen de RTI quinquenal, con las diferentes etapas requeridas para un estudio tarifario y las pautas para realizar el cálculo del VAD en toda la provincia de TDF.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 5
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			


- ii) Un reordenamiento del marco regulatorio general, abordando la autarquía de la DPE y la creación de un ente regulador provincial.
- iii) Simplificar un único “Régimen Tarifario y de Suministro” provincial, tendiente a unificar los criterios en toda la provincia.
- iv) Instrumentar un régimen normativo-tarifario para criptominado, para atender este tipo de usuarios.
- v) Brindar las pautas de implementación de un régimen de calidad provincial, tendiente a iniciar este importante camino necesario en toda regulación basada en eficiencia.

Es de destacar que son todas “propuestas” dado que se requiere la intervención del estado provincial para su implementación. En este sentido, se dejan planteadas las bases suficientes para que luego en función de la evolución del sector a partir de las decisiones político-estratégicas que se vayan tomando, puedan los correspondientes responsables instrumentar los debidos cambios.

Por otro lado, para el cálculo del VAD de ambas distribuidoras, se consideran los diversos costos internos o propios de una empresa de distribución modelo eficiente (sin generación). Entre estos costos internos eficientes se destacan las anualizaciones de las inversiones (eléctricas/ redes y no eléctricas), costos de explotación, costos de atención comercial al usuario, pérdidas, entre otros. En particular para el cálculo de los costos anualizados de las inversiones, se ha utilizado el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

La metodología del VNR considera una red modelo (eficiente) adaptada técnica y económicamente a la demanda, teniendo en cuenta las particularidades de la red real. Para ello se valoriza la red modelo a nuevo (redes, infraestructura, equipos), a través de típicos constructivos con sus costos eficientes y luego se anualiza para considerar la vida útil de las instalaciones (proporción del valor de las instalaciones de la empresa que se utiliza anualmente en la distribución de electricidad). Dicho de otra forma, se considera la amortización de las inversiones, de manera que al cabo de la vida útil se repongan todas las instalaciones. Sobre este valor se abona la tasa de rentabilidad del capital puesto a disposición (capital propio más deuda/ préstamos).

Las inversiones deben ser realizadas por la distribuidora a su cuenta y riesgo (según sus propias decisiones) y recibe un pago anual por su reposición y el costo de capital invertido (siempre considerando la empresa modelo eficiente). A ello, obviamente, se suma los costos anuales de explotación y pérdidas en las redes, igual eficientes.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 6
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Este modelo regulatorio basado en eficiencia requiere un Régimen de Calidad y Sanciones, de manera que si una distribuidora no cumple con los estándares de calidad establecidos debe pagar una multa, que debiera ser al menos proporcional a los costos de inversiones y tareas en las redes que no realizó y eran necesarios.



Con estas bases metodológicas-conceptuales, la información disponible y algunos supuestos adoptados y/o considerandos que se detallan a lo largo del presente informe, se calculó el VAD a noviembre-2023 para cada distribuidora, DPE y CRG, y se proponen un par de factores o índices para actualizar el VAD de manera trimestral en concordancia con los meses de actualización del precio estacional del mercado eléctrico mayorista: febrero, mayo, agosto y noviembre.

A su vez, se realizó un estudio del crecimiento de la demanda basado en un modelo econométrico, con la información disponible y algunas hipótesis principalmente para suplir falta de datos de DPE; obteniendo así para el quinquenio en un escenario moderado una tasa de crecimiento total de venta anual de energía del 3,17% para la CRG y del 1,84% para la DPE considerando Ushuaia y Tolhuin.

La principal diferencia en las tasas de crecimiento se puede explicar por la gran actividad industrial que posee Río Grande (55% del consumo total anual de energía); previendo a su vez un crecimiento particular del sector industrial del 3,95% para la CRG frente al 1,08% de la DPE. En el sector residencial las tasas de crecimiento son similares, estimando un 2,47% para la CRG y un 2,55% para la DPE.

Respecto la cantidad de usuarios, se espera una tasa de crecimiento moderado anual del 2,69% para la CRG y del 2,72% para DPE. A modo de referencia, la demanda (potencia) máxima del año 2022 en la CRG ha sido de 59,16 MW y en Ushuaia-DPE de 41,22 MW; por su parte, a diciembre-2022 la CRG registraba 36.093 usuarios y la DPE 32.852 usuarios en todas sus localidades.

A continuación, para cada distribuidora se presenta el VNR en las Tablas 1 y 2, así como el VAD anual obtenido en las Tablas 3 y 4, expresados en Miles de \$AR (M\$). Es de notar que se tienen en cuenta todas las inversiones necesarias para operar la red durante el próximo quinquenio, redes de MT y BT, en base a la empresa modelo obtenida (no las reales); no se detallan inversiones específicas sino la red completa a nuevo. Esto con el capital que se le reconoce de VNR-VAD a cada distribuidora en función del porcentaje de inversiones realizadas por el estado provincial (esto es, las inversiones

 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 7
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

realizadas con capital del estado, no capital propio de las distribuidoras). A su vez, como no se cuenta actualmente con un régimen de calidad, se han adoptado algunos criterios estándar como ser niveles de tensión en MT +/-5%.

Respecto los costos de explotación, determinados para una distribuidora modelo eficiente, tienen en cuenta: la estructura empresarial de cada distribuidora; el costo salarial del personal; y los costos de materiales y otros servicios. Se ha considerado una estructura centralizada con tres áreas fundamentales en cada distribuidora: comercial, técnica y de administración; además de las áreas de calidad de servicio comercial y técnico (asumiendo que en adelante será regulado-controlado). No se han considerado en la estructura las áreas externas a la propia distribución de energía eléctrica, como ser de generación, servicios de sepelio, fábrica de pretensados, ni mantenimiento de alumbrado público (los cuales tienen sus propios ingresos y/o contratos).

Tabla 1: VNR eléctrico a nov-2023 para CRG (tasa wacc 12%)

Concepto	VNR (M\$)	Vida Útil (años)	FRC (%)	Anualidad (M\$)	Inversión del Estado	VNR anual (M\$) reconocido
Trafos Centro Distri.	256.110	35	12,23%	31.327	85%	4.699
Celdas Centro Distri.	1.912.256	35	12,23%	233.901	85%	35.085
Red MT 33 y 13,2 KV	5.130.243	35	12,23%	627.514	85%	94.127
SET MT/BT	5.953.259	35	12,23%	728.182	85%	109.227
Equipos PM MT	124.645	35	12,23%	15.246	85%	2.287
Red BT	7.939.801	35	12,23%	971.170	85%	145.675
Medidores	1.990.223	25	12,75%	253.753	0	253.753
Acometidas	2.071.232	25	12,75%	264.082	0	264.082
TOTAL	25.377.768			3.125.175		908.936

Tabla 2: VNR eléctrico para DPE, a nov-2023 (tasa wacc 12%)

Concepto	VNR (M\$) Ushuaia	Δ VNR (M\$) otras local.	Vida Útil (años)	FRC (%)	Anualidad (M\$)	Inversión del Estado	VNR anual (M\$) reconocido
Trafos Centro Distri.	749.985	-	35	12,23%	91.736	100%	0
Celdas Centro Distri.	2.029.608	202.543	35	12,23%	273.029	100%	0
Red MT 33 y 13,2 KV	8.676.488	237.610	35	12,23%	1.090.342	100%	0
SET MT/BT	5.236.835	522.604	35	12,23%	704.475	100%	0
Equipos PM MT	98.192	9.799	35	12,23%	13.209	100%	0
Red BT	5.998.936	598.657	35	12,23%	806.995	100%	0
Medidores	1.624.820	162.147	25	12,75%	227.838	0	227.838
Acometidas	1.667.443	166.401	25	12,75%	233.815	0	233.815
TOTAL	26.082.308	1.899.761			3.441.440		461.653



 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 8
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		



Tabla 3: VAD anual a nov-2023 para CRG

Costos de Capital	(M\$)
Bienes Eléctricos	908.936
Bienes No Eléctricos	462.373
Total Costos de Capital	1.371.309
Costos de Explotación	(M\$)
Personal	4.936.497
Materiales e Insumos	237.234
Servicios Tercerizados y Otros Gastos	1.461.668
Total Costos de Explotación	6.635.398
Impuestos y Otros Gastos	(M\$)
Incobrables (1,5% de VAD + abastecimiento)	202.810
Sellos, débitos y créditos, tasas (5% de VAD + abast.)	429.171
Costo de Capital de Trabajo	53.056
Ingresos No Regulados (50% según contabilidad reg.)	-108.324
VAD Total (M\$)	8.583.420

Tabla 4: VAD anual para DPE, a nov-2023

Costos de Capital	(M\$)
Bienes Eléctricos	461.653
Bienes No Eléctricos	778.233
Total Costos de Capital	1.239.886
Costos de Explotación	(M\$)
Personal	2.574.325
Materiales e Insumos	143.670
Servicios Tercerizados y Otros Gastos	2.100.460
Total Costos de Explotación	4.818.456
Impuestos y Otros Gastos	(M\$)
Incobrables (1,5% de VAD + abastecimiento)	120.567
Sellos, débitos y créditos, tasas (5% de VAD + abast.)	325.304
Costo de Capital de Trabajo	53.051
Ingresos No Regulados (50% según contabilidad reg.)	-51.176
VAD Total (M\$)	6.506.089

Como se puede apreciar, el VAD obtenido para la CRG es un 32% mayor que el de la DPE, siendo que el VNR total en términos absolutos es un 3% menor en la CRG que en la DPE. Teniendo en cuenta la similitud entre ambas distribuidoras, en cuanto a su mercado atendido, redes eléctricas y cantidad de personal, la principal diferencia de VAD se da por el mayor nivel de sueldos por convenio que posee la CRG.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 9
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		



En la Tabla 5 se presenta una comparativa de VAD ante eventuales diferentes reconocimientos de VNR a las distribuidoras respecto de las inversiones realizadas por el estado provincial. Como se puede observar, en la primera columna 0%-15% es el VAD obtenido según Tablas 2 y 4, luego se varía el reconocimiento porcentual del VNR obteniéndose por ejemplo para el 50% un aumento del VAD para CRG del +11% y para DPE del +24%. De instrumentar alguna medida como esta, se debería acordar una transición entre el Gobierno Provincial y cada distribuidora sobre qué porcentaje de VNR eléctrico utilizar; previendo que conceptualmente el VNR reconoce las instalaciones necesarias para abastecer la demanda por los próximos 5 años y que cada distribuidora debiera ser autosustentable en cuanto a los recursos económicos que se le asignan por tarifa (sin subsidios adicionales del Gobierno); además de que se deben reponer a nuevo las inversiones que alcanzan su vida útil. Esto, a su vez, se debería formalizar legalmente mediante un traspaso de bienes/ inversiones del Estado a cada distribuidora.

Tabla 5: Comparativa de VAD ante eventuales diferentes reconocimientos del %VNR

	Reconocimiento de VNR por Inversiones del Estado				
	0% - 15%	25%	50%	75%	100%
VAD CRG nov-23 (M\$)	8.583.420	8.862.325 (+3%)	9.559.587 (+11%)	10.256.850 (+19%)	10.954.113 (+28%)
VAD DPE nov-23 (M\$)	6.506.089	7.302.952 (+12%)	8.099.816 (+24%)	8.896.679 (+37%)	9.693.543 (+49%)

Es de notar que las pérdidas de energía no son tenidas en cuenta en el cálculo propio del VAD porque las mismas son consideradas en los cargos tarifarios, según documento de la DPE que detalla el “*Procedimiento para la determinación del cuadro tarifario*”. En este documento, se consideran las pérdidas a través de los factores típicos correspondientes, factor de pérdidas de energía y de potencia, en la formulación matemática para el cálculo de los cargos tarifarios de cada una de las categorías presentes en el cuadro tarifario.

De igual manera, se han estimado las pérdidas para la red modelo de cada distribuidora, considerando un porcentaje razonable de pérdidas no técnicas, obteniendo para la CRG un 5,07% de factor de pérdidas totales de energía y 7,08% de factor de pérdidas totales de potencia; y para la DPE un 5,97% de pérdidas de energía y 8,42% de pérdidas de potencia. Factores estimados porque para su cálculo se han debido adoptar algunas hipótesis por no contar con la debida información que se suele obtener a partir de una representativa campaña de medición (no realizada en este estudio).


  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 10
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Respecto de un reconocimiento de deuda tenido en cuenta en las anteriores revisiones tarifarias, por algún mencionado acuerdo de pago con CAMMESA, el IEE consultó especificaciones a ambas distribuidoras para evaluar si corresponde que se les reconociera, pero al no contar con el debido detalle no se ha considerado en el VAD.

Finalmente, mencionar que no se han calculado los cargos tarifarios porque no se dispuso del modelo de cálculo detallado ni de las fórmulas y parámetros característicos utilizados; tampoco se pudo realizar una estrategia de pseudo-campaña de medición ni la debida caracterización de la demanda con la poca información disponible para tal fin. Se deja a consideración de las correspondientes autoridades el monto de VAD a reconocer para cada distribuidora, de acuerdo a las políticas que estimen implementar, recomendando por ahora aplicar el mismo modelo de cuadro tarifario que vienen utilizando y realizar en adelante un estudio de caracterización de la demanda que permita actualizar el cuadro tarifario y sus parámetros/ fórmulas.

En este sentido, se presentan entre los anexos las bases para realizar en adelante un estudio de caracterización de la demanda, mediante una representativa campaña de medición, para los sistemas de distribución de energía eléctrica de la provincia TDF.

Asimismo, por los plazos ya cumplidos para el desarrollo del presente estudio, se deja manifiesto el compromiso del IEE en acompañar-asistir al Gobierno de TDF AelIAS en la próxima audiencia pública, en lo posible dentro de los tres meses de culminado este contrato, presentando el VAD aquí obtenido para cada distribuidora en base a los modelos de eficiencia y supuestos tenidos en cuenta.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 11
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

1. INTRODUCCIÓN


En el marco del estudio de Revisión Tarifaria Integral (RTI) Período 2023-2028 del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, para la provincia de Tierra del Fuego (TDF), Antártida e Islas del Atlántico Sur (AelAS), llevado adelante por el Instituto de Energía Eléctrica (IEE), en este Informe Final se presenta y resume todo el trabajo realizado.

Para iniciar, es de notar que el Sistema Eléctrico de TDF se encuentra asilado eléctricamente del Sistema Argentino de Interconexión y, a su vez, está compuesto principalmente por tres subsistemas eléctricos aislados entre sí: Ushuaia, Tolhuin y Río Grande. Cada uno de estos subsistemas es abastecido por centrales termoeléctricas, prácticamente al límite de su capacidad de generación y sin la capacidad de reserva necesaria en caso de fallas.

La zona de Río Grande se encuentra concesionada a la Cooperativa Eléctrica de Río Grande Ltda (CRG) y las zonas de Ushuaia y Tolhuin están bajo la autoridad de la Dirección Provincial de Energía (DPE), que además abastece de suministro eléctrico otras pequeñas localidades también aisladas, como San Sebastián, Almanza y Radman.

A partir del 1/01/2021, se logra una vinculación económica (“virtual”) al SADI, creándose el MEMSTDF (Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema de Tierra del Fuego). Mediante la Resolución 12/2021, la Secretaría de Energía de la Nación establece las bases para que el tratamiento de los agentes generadores y distribuidores del Sistema Eléctrico de TDF se equipare con el del resto de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) Nacional. A partir de esa fecha, CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico) es la encargada de remunerar a los generadores según el Anexo II de la Resolución 31/2020, adaptada por la Resolución 12/2021, y de fijar los precios estacionales para la compra de energía por parte de las distribuidoras.

A partir de la puesta en marcha de la Resolución SEN 12/2021 y de acuerdo a lo establecido en la Resolución 03/2022 de la Secretaría de Energía de la Provincia, se deben transferir los precios estacionales a la tarifa de los usuarios de las distribuidoras. Estos precios de energía (abastecimiento) junto al Valor Agregado de Distribución (VAD) componen la tarifa a usuario final. Este nuevo esquema obliga a tratar separadamente los costos de abastecimiento (remunerados por CAMMESA) y los costos de distribución (VAD) que deben ser recuperados en la tarifa junto al valor estacional de la energía.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 12
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			


Tierra del Fuego AelAS, según censo del año 2022, tiene una población total de 190.641 habitantes; de los cuales se registraron 98.017 en Río Grande, 82.615 en Ushuaia, 9.879 en Tolhuin y 130 en Antártida Argentina. En el año 2010, Tierra del Fuego tenía 127.000 habitantes, con lo cual en 12 años se incrementó casi un 50% su población. El mayor incremento se da en Río Grande, con casi 38 mil personas más en comparación con los datos del Censo 2010, mientras que en Ushuaia se registraron 25.659 personas más. Según fuentes del IPIEC, es importante crecimiento “seguramente se deba al desarrollo económico, oportunidades laborales y factores de seguridad”.

En general la tarifa de la actividad de distribución de energía eléctrica cumple el doble rol de vincular a los productores con los consumidores por medio de señales de precios; e inducir a que la actividad se desarrolle con el objetivo de satisfacer la demanda de los usuarios al mínimo costo compatible, con un nivel determinado de calidad de la prestación del servicio eléctrico.

El esquema regulatorio adoptado en general en Argentina para los servicios de distribución, en el tema tarifario, es el conocido como de precios máximos o "price cap". Dentro del mismo se constituye como un elemento de primera importancia la fijación del nivel de calidad asociado al servicio a prestar, nivel al cual se corresponden las tarifas calculadas. Dentro del grupo sujeto a un sistema de precios regulados se encuentran, en general, aquellos usuarios atendidos en condiciones monopólicas por las empresas de distribución, lo que hace necesario que sus tarifas se encuentren sujetas a control por parte de la autoridad reguladora.

Esencialmente las tarifas a usuarios finales deben basarse en el precio promedio de la energía eléctrica generada o comprada y en los cargos por el uso de la red de distribución y los costos de atención al usuario, que constituyen el VAD. A su vez, el cálculo del VAD se basa en la definición funcional y en términos de operatividad económica de una distribuidora "modelo" o de "referencia eficiente"; siendo aquella distribuidora que tiene la dotación de personal adecuada, utiliza la tecnología más apropiada y adopta los esquemas de organización, administración y gerenciamiento más convenientes respecto de las características estructurales del servicio y de su mercado y contra la cual, en términos de teoría económica, debe competir la distribuidora real.

En particular, la Provincia de TDF AelAS, manifiesta la necesidad de realizar un estudio de RTI, junto con un análisis y/o propuesta de modificación del marco regulatorio general de electricidad. Así como también, realizar el correspondiente cálculo del VAD que permita actualizar adecuadamente el Cuadro Tarifario del servicio de distribución de

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 13
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

electricidad de ambas distribuidoras: la DPE y la CRG. Además, surge la necesidad de realizar un análisis social, técnico y económico de la política a implementar de sistemas de minería de criptomonedas en TDF; revisando y acotando/ proponiendo el marco legal, regulatorio y comercial correspondiente.

1.1. Objeto del Estudio


En este estudio se propuso realizar una revisión del marco regulatorio eléctrico provincial, con una propuesta de modificación del mismo según se considere pertinente; que considere y/o pautar criterios para la RTI del servicio público de distribución de electricidad en TDF AelAS, considerando un régimen y control de la calidad del producto y servicio eléctrico, así como que acote la actividad de criptominao.

Además, se propuso obtener el VAD actualizado y el correspondiente cuadro tarifario para ambas prestadoras del servicio de distribución, considerando la minería de criptomonedas entre las demás categorías tarifarias.

1.2. Recopilación de Información

Para iniciar el estudio, el día 20-03-2023 se realizó un importante pedido de información a las distribuidoras a saber:

- Marco regulatorio eléctrico (leyes, decretos, resoluciones, etc.).
- Contratos de concesión (si tienen) y cuadro/s tarifario/s vigente/s de las empresas distribuidoras DPE y Cooperativa Eléctrica de Río Grande.
- Las actualizaciones tarifarias aprobadas en el último quinquenio (2017-2022).
- Cantidad de clientes, energía mensual comprada/generada y vendida los últimos 15-20 años de ser posible, para así poder armar los modelos econométricos de proyección de la demanda.
- Además, si tienen, potencias máximas de demanda, curvas típicas de carga por tipo de usuario.
- Cantidad y tipo de medidores comerciales a usuarios finales. Además, en los que tengan registro de demanda horaria o cada 15 min si pueden compartirnos registros de los últimos 2 años (2021-2022).
- Archivo de facturación mensual de las distribuidoras para los últimos dos años (2021-2022) indicando: identificación del usuario, ubicación geográfica, lecturas de energía y potencia máxima por periodo de facturación (discriminadas por banda horaria si está disponible), categoría tarifaria, código de clasificación por


 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 14
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

actividad si está disponible, nivel de tensión, monofásico o trifásico, y si tienen a qué subestación MT/BT está conectado y/o a qué alimentador de MT, y demás información que consideren pertinente.

- h. Estados contables-financieros y facturación de las empresas del último quinquenio (2017-2022); incluyendo (si tienen) ingresos no regulados y/o ingresos por alumbrado público.
- i. Organigrama actual de las empresas con el detalle de personal en cada área y cantidad de empleados.
- j. Convenios vigentes de Luz y Fuerza, APJAE y/o APUAYE, ¿y qué actualizaciones tuvieron a dic-2022?
- k. Detalle del personal tercerizado o contratado: cantidad y cuáles son las tareas que realizan.
- l. Datos de las redes: km de líneas por nivel de tensión (AT, MT, BT), cantidad de centros de transformación MT/BT por zona/departamento; cantidad y ubicación de ETs AT/MT y/o CDs MT/MT.
- m. Además, si tienen modeladas las redes en GIS y/o algún software de simulación eléctrica favor de compartirnos bases de datos y breve descripción pertinente.
- n. Información de sistema SCADA, si tienen de los últimos dos años (2021-2022); o bien datos de las centrales de generación (energía y potencia activa y reactiva generadas últimos 2 años).
- o. Operación actual de la red a distancia: cantidad de centros de control con su ubicación y equipamiento principal (sistemas/ software), detalles técnicos y ubicación de ETs y/o CDs tele-controlados, cantidad y detalles técnicos de equipos en la red de MT con tele-comando.
- p. Si tienen, información histórica y/o estadística de indicadores de calidad utilizados (SAIDI/SAIFI/etc.), así como procedimientos metodológicos asociados.
- q. Plan de inversiones previsto para el quinquenio 2023-2028 (si tienen).

El día miércoles 12-04-2023 se realizó una reunión virtual de lanzamiento e inicio de este estudio, con la presencia de representantes del Gobierno de la provincia de TDF y de ambas distribuidoras. En la misma se aprovechó a presentar también otro estudio relacionado con la Puesta en Valor de las Centrales de Generación Eléctrica de la provincia de Tierra del Fuego AelAS. En el Anexo se adjunta esta presentación.

El día viernes 28-04-2023 se realizó una reunión virtual con representantes de las distribuidoras para acotar algunas dudas sobre el pedido de información arriba

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 15
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

mencionado y revisar juntos parte de la información compartida en la nube por parte de la Cooperativa de Río Grande.

Luego a lo largo de los meses del estudio se fue solicitando mayor información y/o ampliar la que nos habían compartido en un principio, destacando la siempre proactiva predisposición de la CRG en toda la información compartida; no así la DPE.

Es de notar que la información es clave para poder desarrollar el estudio, por lo cual en los primeros meses del estudio se realizó un gran esfuerzo en recopilar, analizar, completar y/o depurar la misma. En este sentido, se había previsto realizar un viaje del 3 al 8 de mayo de 2023; el cual por motivos de fuerza mayor se pudo recién concretar del 29-mayo al 2-junio como se detalla a continuación.


1.3. Viaje a TDF

Con el objeto de obtener un conocimiento in-situ del estado de situación general del sector eléctrico en la provincia y según lo previsto, un equipo de profesionales del Instituto de Energía Eléctrica (IEE) viajó a Tierra del Fuego desde el día 29 de mayo hasta el día 02 de junio de 2023. Aprovechando además para averiguar más en detalle sobre la solicitud y recolección de la información requerida, salvando dudas y/o ajustando el pedido original realizado antes; como así también para relevar las instalaciones eléctricas de las distribuidoras en estudio y las formas o procedimientos de gestión técnica y administrativa de ambas.

En el viaje se visitaron las tres principales localidades de la provincia: Ushuaia, Tolhuin y Río Grande; las cuales a la fecha se encuentran eléctricamente aisladas entre sí. A continuación, se resumen las principales características de interés.

1.3.1. Ushuaia

Ushuaia es la capital de la Provinci. El servicio de distribución de electricidad es prestado por la DPE, que además tiene a su cargo la generación de energía eléctrica. Se abastecen aproximadamente 30.000 usuarios, con una demanda máxima que ronda los 42 MW. En cuanto a las redes de distribución primaria y secundaria, esto es media y baja tensión respectivamente, de lo observado en general son instalaciones típicas, con diseños estándares según normativas y el “buen arte”. El sistema de protecciones de tales redes es básico, sin tele-comando a distancia y sin posibilidades de reconfiguración ante contingencias. Es de notar, según lo comentado, la falta de recursos económicos

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 16
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

para realizar nuevas inversiones en infraestructura eléctrica, así como para un adecuado mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones existentes.



Para valorar la capacidad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica, lo cual es el punto de partida de un sistema de distribución, se visitó la Central Termoeléctrica Ushuaia. Lo más importante para este estudio es destacar el deficiente mantenimiento general de las máquinas, motivada por la gran demora en las compras y/o contrataciones de mantenimiento. Esta situación es de vital importancia, dado que no poseen la capacidad necesaria de reserva en caso de fallas.

Si bien es complementario a este estudio, pero es de notar que lo más crítico del sistema eléctrico en esta localidad, y en general en toda la provincia, es la producción de energía eléctrica. Por más que se tenga un sistema de distribución en medianamente buenas condiciones, si no se tiene un sistema de generación eficiente, confiable y seguro todo el suministro eléctrico se vuelve crítico (al límite del colapso). Y lamentablemente los hechos lo demuestran, porque según se nos ha informado, el día miércoles 28-junio hubo un corte general (total) del suministro de energía eléctrica en Ushuaia, que duró algunas horas. Si bien hoy es difícil valorizar en pérdidas económicas que tiene un evento así, pero es simple ver el gran impacto social considerando las adversas condiciones climáticas de la provincia, siendo, por ejemplo, la electricidad una de las principales fuentes de climatización.

1.3.2. Tolhuin

Tolhuin es el tercer municipio en cantidad de habitantes y el servicio de suministro de energía eléctrica (generación y distribución) también depende de la DPE; con 2.900 usuarios aproximadamente y una demanda máxima de 2,5 MW. Las redes de distribución de media y baja tensión tienen las mismas características que las mencionadas arriba para Ushuaia. Asimismo, lo más crítico del sistema es la limitada capacidad de generación y el deficiente mantenimiento de las máquinas generadoras.

Según se nos comentó, hay un gran crecimiento de la demanda la cual no puede ser abastecida actualmente; dado que se requiere de importantes inversiones tanto en generación como en distribución. Se han entregado aproximadamente 1.000 lotes para la construcción de viviendas, pero no cuentan con factibilidad de suministro eléctrico; y tienen solicitudes de demanda que rondan los 1.000 kW para la instalación de nuevos aserraderos. Asimismo, poseen zonas con asentamiento poblacional donde todavía no hay redes eléctricas.

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 17
	TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

1.3.3. Río Grande

Rio Grande es el municipio más importante de la provincia de Tierra del Fuego. La distribución y generación de energía eléctrica está a cargo de la Cooperativa Eléctrica de Rio Grande Lda (CRG), con aproximadamente 36.000 usuarios y una demanda máxima que ronda los 60 MW. La demanda en el área de influencia es principalmente industrial, representando poco más del 55% del total.

Las redes de media tensión, en general son del tipo coplanar cable desnudo AIAI, en postación mixta hormigón y madera, de 70 y 50 mm² de sección en su gran mayoría, en menor cantidad de 95 mm². En cuanto a las redes de baja tensión, nos informan que es su totalidad son preensamblada. De lo observado, son instalaciones típicas y en buen estado general, en buenas condiciones de mantenimiento correctivo y predictivo; y con un sistema de protecciones y maniobras del tipo estándar.


En cuanto a la administración interna de la Cooperativa, en general se observa un buen ordenamiento y una gestión eficiente de los recursos disponibles, en especial del recurso humano (muy proactivos). Según se ha informado, se fomenta la realización de proyectos locales en las áreas de software y sistemas de control y comunicaciones; a través de los cuales, por ejemplo, se ha implementado un sistema SCADA y una red de comunicaciones en fibra óptica, proyectados y desarrollados íntegramente por personal propio, que hoy están brindando servicio y que pueden ser adaptados fácilmente a las necesidades actuales y futuras.

Desde el punto de vista de la generación de respaldo, se encuentran al límite de la demanda, no poseen equipos suficientes de reemplazo en caso de salida de servicio de uno de los generadores de mayor capacidad. En este sentido, es de notar que, al no existir alternativas de abastecimiento, la Cooperativa prioriza la continuidad del servicio eléctrico por sobre la eficiencia del despacho.

1.3.4. Seminarios

Aprovechando la visita de los profesionales del IEE en Tierra del Fuego, se ofreció brindar dos seminarios (uno en Río Grande y otro en Ushuaia) sobre “Regulación Tarifaria de la Distribución y Transición Energética Eléctrica”; cuyo contenido se basó en tres ejes fundamentales e íntimamente ligados al presente estudio:

- Modelos Regulatorios basados en Eficiencia

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 18
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

- Calidad del Suministro Eléctrico
- Desafíos y Oportunidades de la Transición Energética

El día 31-mayo se dictó el seminario en Río Grande, asistiendo todo el personal jerárquico y administrativos de la Cooperativo y algunos invitados externos. El mismo se desarrolló durante 3 horas en la mañana y en cada eje se intercambiaron importantes opiniones relacionadas con la propia actividad de distribución de la Cooperativa.


Por su parte, el día 2-junio se dictó el mismo seminario en Ushuaia para una parte del personal técnico y administrativo de la DPE. En el Anexo se adjunta la presentación de estos seminarios.

1.4. Inconvenientes

En lo que respecta a la Etapa 2 del estudio, en cuanto a la implementación de una estrategia de medición de un conjunto de usuarios que permita caracterizar la demanda por tipo, en el viaje se constató y preacordó lo siguiente.

Dado que las distribuidoras no tienen disponibles equipos registradores de perfil de carga, no se podrá realizar una campaña de medición para este estudio de RTI. De igual manera, se trató de conseguir y analizar las mediciones comerciales de algunos usuarios típicos (industriales, comerciales y residenciales, principalmente) a partir de los propios medidores electrónicos con medición de potencia (tipo Alpha) para los medianos y grandes usuarios (T2 y T3) y, al menos en el caso de la CRG, de algunos medidores inteligentes en usuarios residenciales. Pero tampoco fue factible, la poca información disponible y provista por la CRG no fue suficiente para lograr resultados representativos. En una presentación que se realizó con la CRG, el día 5-dic-2023, se mostraron algunos resultados obtenidos y su no representatividad. En el Anexo se adjunta tal presentación.

Es de notar que esto no afectó el normal desarrollo del estudio, tomando en cuenta además la información con la que cuenta el IEE de otros estudios similares de la Argentina, lo cual pudo ser utilizada como de referencia. Salvo para el cálculo de los cargos tarifarios porque no se dispuso del detalle de las fórmulas utilizadas y sus parámetros característicos, y tampoco se pudo realizar la mencionada estrategia de pseudo-campaña de medición. En Anexo se presenta las bases para realizar en adelante un estudio de caracterización de la demanda, mediante una representativa campaña de medición, para los sistemas de distribución de energía eléctrica de la provincia TDF.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 19
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

1.5. Entregables

Para el desarrollo de este estudio y cumplimentar los objetivos previstos, se previeron entregar los siguientes informes como productos:

- Primer Informe Parcial: Diagnóstico inicial, estado de situación.
- Segundo Informe Parcial: Propuestas de actualización y/o modificación del marco regulatorio eléctrico provincial.
- Informe Final: Propuesta tarifaria integral para las distribuidoras, incluyendo la obtención del VAD y cuadro tarifario.



Con el presente último informe, se deja constancia del cumplimiento del contrato en cuanto a todos los entregables previstos, salvo lo ya mencionado del cuadro tarifario. Se deja a consideración de las correspondientes autoridades el VAD a reconocer para cada distribuidora, como se detalla en los siguientes capítulos, recomendando por ahora aplicar el mismo modelo de cuadro tarifario que vienen utilizando y realizar en adelante un estudio de caracterización de la demanda que permita actualizar el cuadro tarifario y sus parámetros/ fórmulas, como se detalla en Anexo.

1.6. Alcance

Según lo preestablecido, este estudio se limitó a la presentación de propuestas que serán consideradas por la provincia TDF AelAS para su implementación en base a los siguientes enfoques:

- Estudio del marco regulatorio provincial y propuesta de cambios necesarios que afecten a las partes involucradas, incluyendo al órgano de regulación.
- Revisión tarifaria integral, incluyendo la obtención del VAD y cuadro tarifario.
- Estudio de la infraestructura de distribución de media tensión en la provincia.
- Relevamiento de equipamiento típico de las distribuidoras y caracterización de consumidores tipo, que facilite luego poder detectar ineficiencias.

El alcance del estudio quedó limitado a la información disponible, su disposición consistente y en los tiempos previstos; así como en la información que pudo adoptarse en base a la experiencia del Instituto de Energía Eléctrica (IEE). En este sentido, es de notar que su pudo cumplir con todo lo previsto y requerido, como se podrá constatar a lo largo del presente Informe Final; salvo lo ya mencionado del cuadro tarifario.

 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	 Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 20
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

2. DIAGNÓSTICO INICIAL - ESTADO DE SITUACIÓN

En este capítulo se presenta un análisis de la normativa vigente, en cuanto al marco regulatorio general, régimen tarifario y de calidad; así como un diagnóstico inicial técnico y tarifario de la CRG y la DPE.

2.1. Marco Regulatorio: Análisis Jurídico de la Información

2.1.1. De La Ley de Creación de la DPE y Normas Afines


La ley N°117 provee a la creación de la Dirección Territorial de Energía (luego Dirección Provincial de Energía - DPE). Fue sancionada en el año 1978 y reconoce por antecedentes dos decretos territoriales; esto es, decretos emitidos durante el periodo previo a la provincialización de Tierra del Fuego AelAS, fechados en los años 1972 y 1973 (artículo 1°).

Se trata de una persona jurídica pública estatal (artículo 146 inc. a) CCyC), creada como entidad autárquica, dentro del ámbito del Ministerio de Obras y Servicios Públicos (a la fecha de su creación). Su jurisdicción territorial es provincial (artículos 1 y 2 Ley N°117). Por su parte, por decreto 1059/23 se creó la Secretaría de Planificación en Desarrollo Energético, en reemplazo de la anterior Secretaría de Energía, que es, a priori, la autoridad centralizada de anidación de la DPE.

Entre sus funciones destacan (artículo 3 ley n°117):

- Formular, instrumentar y ejecutar la política en materia de energía eléctrica;
- Prestar el servicio, o bien, disponer sobre su concesión (hasta la fecha se ha optado por ejecutar la primera acción);
- Elaborar reglamentos sobre la materia;
- Elaborar los cuadros tarifarios;
- Inventariar los bienes afectados al servicio;
- Llevar registros estadísticos que permitan planificar el sector;
- Asesorar a los eventuales concesionarios e interesados;
- Intervenir en el planeamiento urbano relativo al servicio que presta.

Las facultades (competencias, atribuciones o potestades) que al efecto le otorga la ley guardan relación directa con sus funciones (artículo 4 ley N°117). Entre sus recursos (artículos 5 a 9 ley N°117) destaca el pertinente a los importes que perciba en concepto de tasa y tarifas por los servicios que presta (inc. a, ley N°117).

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 21
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Según indica la ley (artículo 8), la DTE se rige por la ley de contabilidad. Al mismo tiempo, está sujeta al control de auditoría externa propio de la administración centralizada (artículo 9, ley N°117). Su estructura burocrática gerencial (ley N°117, capítulo V, artículos 10 a 13), consta de un presidente, un vicepresidente y un director provincial de energía. Mediante la ley N° 45 (1992) la provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, adhirió a los objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución contenidos en la ley N° 24.065, en términos de política general, según las previsiones de la Constitución Provincial.


El propósito implícito en tal adhesión radica en el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 70, inc. b) de la precitada ley federal, a efectos de calificar para coparticipar del Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales.

A tal fin, la norma refiere a la adhesión particular a los principios tarifarios establecidos para transportistas y distribuidores de jurisdicción nacional, conforme lo dispuesto en los artículos 40 y 41 de la ley 24.065. El 1° de enero de 2021 se constituyó el MEMSTDF (Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema de Tierra del Fuego).

Evaluación preliminar según la información relevada:

- i. La regulación, en lo que singularmente toca al servicio de distribución de energía eléctrica, se presenta como incompleta. La creación de un MEMSTDF no aparece apoyada en un esquema normativo que le brinde adecuado soporte operativo.
- ii. La regulación, en lo que respecta al propio servicio de distribución eléctrica, luce deficiente a efectos de: a) Crear condiciones de operación eficientes en términos de mercado (regulación de tarifas según la condición de monopolio natural -price cup-); b) Garantizar la provisión del servicio según criterios de sustentabilidad ambiental, continuidad y universalidad; c) Proveer al desarrollo de la oferta según criterios de demanda creciente.
- iii. Si bien la DPE ha sido constituida como entidad autárquica, el modelo de gestión estatal al cual adhiere su operación parece afectar su operación en términos de centralización presupuestaria. Por otra parte, la ausencia de una autoridad descentralizada de regulación de la distribución en todo el territorio provincial (agencia o ente regulador) puede constituirse en una causa de asimetrías de gestión y deficiencias de operación según un esquema adecuado de incentivos.

2.1.2. De la Cooperativa Eléctrica de Río Grande y Normas Afines

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 22
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			


Del informe de gerencia técnica: aspectos salientes:

- a) El servicio de distribución eléctrica es prestado en la ciudad de Río Grande y sus alrededores por la Coop. Eléctrica Río Grande;
- b) Al tratarse de un sistema aislado la CRG opera como generador, aportando toda la energía que requiere la demanda. Sin perjuicio de ello, según se describe en la resolución de la Secretaría de Energía de TDF de fecha 3 de noviembre de 2021, la generación quedó sujeta a jurisdicción nacional, de acuerdo a la normativa supra mencionada;
- c) Constituye un hecho saliente la circunstancia de que la demanda industrial es superior al cincuenta por ciento (50%) del total consumido;
- d) La priorización de la continuidad en la prestación del servicio sobre la eficiencia del despacho es una consecuencia de la falta de alternativas de abastecimiento;
- e) La CRG atiende a sus necesidades en materia de software, control y comunicaciones mediante la generación de soluciones a partir de su propio expertise y desarrollo;
- f) Se reivindica el acuerdo del año 2021 mediante el cual se incluyó a los usuarios fueguinos en el esquema nacional de subsidios tarifarios. Sin perjuicio de ello, se enfatiza la cuestión de la contra estacionalidad de la isla en relación con el esquema de subsidios;
- g) Un aspecto crucial es el déficit que existe en la remuneración determinada por CAMMESA a la generación; evento que pone a la CRG en situación crítica con relación al mantenimiento de los turbogeneradores;
- h) Finalmente, se menciona la preocupación y acción de la CRG en lo que atañe a la transición energética.

Luce, también, el estatuto reformado de la Cooperativa Eléctrica y otros servicios públicos de Río Grande Limitada (de forma); y el Primer Convenio entre el Territorio Nacional de Tierra del Fuego AELAS y la Cooperativa Eléctrica de Río Grande, del año 1969, instrumento que importa el primer acuerdo concesional respecto de la prestación del servicio de distribución eléctrica en la ciudad de Río Grande y zonas rurales.

Aspectos relevantes del acuerdo concesional:

- a) Se trata de una concesión por tiempo indeterminado;
- b) Los bienes destinados a la prestación del servicio han sido transferidos en propiedad a la Cooperativa; pactándose un sistema de reversión onerosa forzosa en caso de caducidad del contrato;

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 23
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

- c) Se establecen reglas fundamentales en lo pertinente a la obligatoriedad de la prestación del servicio;
- d) Se prefija un esquema tarifario básico según criterio de tasa de retorno; cuya aprobación se hace depender de la autoridad concedente;
- e) El contralor del servicio se pone en cabeza de la autoridad concedente y se prefija un esquema detallado de sanciones por incumplimiento.

Evaluación preliminar de la información de que se ha dispuesto:

- i. Se echa en falta un marco regulatorio eléctrico provincial que regule de modo integral la distribución eléctrica en el ámbito de la isla de TDF. Las asimetrías regulatorias resultan palmarias y obsoletos los instrumentos normativos mediante los cuales se opera el acuerdo concesional.
- ii. Sin perjuicio de lo anterior, parece evidente el esfuerzo que realiza la CRG a fin de brindar el servicio de distribución que resulte satisfactorio en términos de gestión. Las deficiencias apuntadas aparecen como una consecuencia inevitable de la política federal en materia de remuneración de la generación y subsidios, además del propio modelo tarifario (basado en costos).

2.1.3. Prospectiva


En general, es dable considerar que el esquema normativo analizado requiere:

- i. Ser insertado en un modelo regulatorio cierto y dinámico, conforme los estándares dispuestos en el artículo 42 de la Constitución Nacional.
- ii. El dictado de un marco regulatorio provincial que elimine las asimetrías normativas y permita la creación de condiciones de prestación según parámetros de eficiencia económica.
- iii. Explorar alternativas concesionales que permitan la gestión de inversiones de cara a la prestación de un servicio que satisfaga los criterios fundamentales de universalidad, obligatoriedad, continuidad, y sustentabilidad.

2.2. Régimen Tarifario

Al respecto de este tema en la documentación brindada no se ha encontrado un documento único denominado “Régimen Tarifario”, como por ejemplo el régimen de la provincia de Mendoza disponible en la web del EPRE¹.

¹ https://epremendoza.gob.ar/2019/resoluciones-anexos/Regimen_Tarifario.pdf

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 24
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

A pesar de que en varios documentos de la DPE se hace referencia al “Régimen Tarifario”, al parecer no existe. No obstante, existen documentos tales como resoluciones o normas de contratos de servicio a usuarios de tarifa T2 y tarifa T3, normas que regulan a los instaladores de las redes de usuarios, a quienes se los hace corresponsables del estado de las instalaciones, entre otras.

El único documento más completo es el siguiente que refiere a usuarios en General, sin especificar claramente el servicio eléctrico que se les brinda, ni la calidad del mismo, ni condiciones de capacidad eléctrica entregada.

ANEXO I – DECRETO N° 1545/2008 “Reglamento de Servicio”

ARTICULO 1° - CONDICIONES GENERALES PARA EL SUMINISTRO

ARTICULO 2° - OBLIGACIONES DEL TITULAR Y/O USUARIO

ARTICULO 3° - DERECHOS DEL TITULAR

a) Niveles de Calidad de Servicio

El titular podrá exigir un servicio dentro de los rangos aceptados como mínimos técnicos.

c) Reclamos o Quejas

Ante cualquier problema en el servicio de energía eléctrica, el usuario deberá reclamar en primer término, ante la DPE.

ARTICULO 4° - OBLIGACIONES DE LA EMPRESA PRESTATARIA

a) Calidad de Servicio



La calidad del servicio que la DPE está obligada a mantener a los diferentes usuarios, será como mínimo aquella que se encuentra dentro de los rangos que son técnicamente aceptados teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y geográficas donde se presta el servicio.

i) Plazo de Concreción de Suministro

Solicitada la conexión de un suministro bajo redes existentes y realizadas las tramitaciones pertinentes, la DPE, una vez percibido el importe correspondiente a los derechos de conexión, deberá proceder a la concreción de dicho suministro en el menor plazo.

Debe estar definido claramente el tiempo en el que tiene que hacer la instalación, dependiendo, si es bajo la red o no hay red.

I.- Plazo de Tratamiento – Comunicación al USUARIO.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 25
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final				

La DPE deberá tramitar, resolver y responder los reclamos y las quejas que le formulen los usuarios dentro del término de treinta (30)² días corridos. Cuando se vea afectada la seguridad, la DPE deberá solucionarlo en forma inmediata.

ARTICULO 5° - DERECHOS DE LA DPE

ARTICULO 6° - SUSPENSION DEL SUMINISTRO

ARTICULO 7° - CORTE DEL SUMINISTRO

ARTICULO 8° - REHABILITACION DEL SERVICIO

ARTICULO 9° - MORA E INTERESES

Lo que correspondería es ordenar todos los documentos en uno solo, ampliar y dar mayor especificación de cada tema y cada escalón tarifario; como por ejemplo el régimen de suministro en la provincia de San Juan disponible en la web de la empresa Energía San Juan³.

2.3. Calidad del Suministro

Uno de los objetivos de este estudio de RTI consiste en el análisis y la revisión del marco regulatorio vigente vinculado a la “calidad del producto y servicio eléctrico”.

A continuación, se detalla la normativa vigente y los aspectos observados durante la visita y reuniones mantenidas a fines del mes de mayo de 2023 por parte del personal del IEE a la provincia de Tierra del Fuego. Finalmente se presenta un diagnóstico con las observaciones y conclusiones resultantes de las mismas.


2.3.1. Normativa de Calidad del Producto y Servicio

Se realizó la revisión y análisis de la documentación normativa vinculada con el marco regulatorio actual, empleado en el control de la calidad del servicio y del producto eléctrico en TDF. El análisis se extendió a la DPE y a la Cooperativa de Rio Grande.

En base a la información disponible, se indican los documentos cuyos contenidos están vinculados con la calidad del servicio y del producto eléctrico que tienen aplicación en la provincia de Tierra del Fuego:

² Comentario: es mucho tiempo para resolver o para dar respuesta al usuario.

³ <https://www.energiasanjuan.com.ar/index.php?ver=regimen>

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 26
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Documentación de la DPE:

- *Ley N° 117 - Dirección Territorial de Energía. Creación. (archivo: 01 - Ley de Creación 117 DPE.pdf) – año 1978.*
- *ANEXO I - Decreto N° 1545/2008. Reglamento de Servicio. (archivo: 2008-decreto-1545-Reglamento-de-Servicio.pdf)*
- *Solicitud de Suministro Tarifas T2 (mediana demanda) y T3 (grandes demandas). (archivos: 2019-Contrato-de-Suministro-T2.pdf y 2019-Contrato-de-Suministro-T3.pdf).*

Documentación de la Cooperativa:

- *Primer Convenio entre el Territorio Nacional de Tierra del el Fuego e Islas del Atlántico Sur y la Cooperativa Eléctrica de Río Grande – Año 1969. (archivo: CONVENIO CONCESION CERG PROVINCIA 1969.pdf)*

Para cada uno de estos documentos se detallan los aspectos más importantes del análisis realizado.

Análisis de Documentación de la DPE



En el documento correspondiente a la Ley N° 117 del año 1978, se citan las distintas funciones y capacidades otorgadas a la Dirección Territorial de Energía (DTE) para ejercer como entidad autárquica de derecho público con capacidad para actuar privada o públicamente en el todo el Territorio Nacional de la Tierra del Fuego AelAS. Entre los aspectos más importantes se pueden destacar los siguientes contenidos relacionados con la calidad del suministro eléctrico:

Capítulo II – Funciones - Artículo 3º.- La Dirección Territorial de Energía cumplirá las siguientes funciones:

Apartado d) elaborar y poner a consideración del Poder Ejecutivo Territorial las reglamentaciones del servicio público de electricidad en el ámbito de su jurisdicción;

Capítulo III - Facultades - Artículo 4º.- La Dirección Territorial de Energía tendrá las siguientes facultades:

Apartado h) en los servicios públicos de electricidad a su cargo, hacer cumplir las reglamentaciones que se dicten relacionadas con el mismo, aplicando las multas y penalidades que en ellas se determinan;

 CONICET <hr/> INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 27
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final				

De los contenidos anteriores se observan claramente las funciones y capacidades de la DTE para la elaboración de reglamentaciones del servicio público de electricidad como para ejercer el cumplimiento de las mismas. No obstante, de la revisión realizada se puede destacar que no se indican referencias ni anexos que permitan identificar alguna documentación en la cual se den detalles de la reglamentación que se referencia.

Otro documento de interés relacionado con el control de la calidad del servicio y del producto eléctrico, lo constituye el “ANEXO I – Decreto N° 1545/2008 - Reglamento de Servicio”. En este reglamento se expresan un conjunto de normas, condiciones, relaciones técnicas y comerciales entre la Dirección Provincial de Energía (DPE) y sus Usuarios, para la prestación del Servicio Público de Energía Eléctrica. Los aspectos más relevantes que se pueden citar de este documento respecto del control de la calidad del servicio y del producto eléctrico son los siguientes:

Artículo 2° - Obligaciones del Titular.

Apartado k) PERTURBACIONES: Utilizar la energía provista por la DPE en forma tal de no provocar perturbaciones en sus instalaciones o en las de otros Usuarios.

Artículo 3° - Derechos del Titular.

Apartado a) NIVELES DE CALIDAD DE SERVICIO: El titular podrá exigir un servicio dentro de los rangos aceptados como mínimos técnicos.

Apartado c) RECLAMOS O QUEJAS: Ante cualquier problema en el servicio de energía eléctrica, el USUARIO deberá reclamar en primer término, ante la DPE, en forma personal, por correspondencia postal, o cualquier otro medio adecuado.

Artículo 4° - Obligaciones de la Empresa Prestataria.

Apartado a) CALIDAD DE SERVICIO: La calidad del servicio que la DPE está obligada a mantener a los diferentes usuarios, será como mínimo aquella que se encuentra dentro de los rangos que son técnicamente aceptados teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y geográficas donde se presta el servicio.


Artículo 6° - Suspensión del Suministro.

La DPE podrá suspender el suministro de energía eléctrica, en los casos y cubriendo los requisitos que se indican seguidamente:

VIII. Por producir perturbaciones e incumplir los plazos acordados para corregir tal situación.

IX. Por generar desequilibrios de fases fuera de límites establecidos y no resolverlos en el plazo otorgado.

A continuación, se indican algunas observaciones vinculadas con esta normativa:

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 28
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

- En el apartado k) del Artículo 2º no se indican ni detallan los tipos de perturbaciones al que se hace referencia.
- En el apartado a) del Artículo 3º no se indica ninguna referencia en la cual se expresen los valores de mínimos técnicos de algún tipo de indicador de calidad de servicio.
- En el apartado a) del Artículo 4º, no se indica ninguna referencia en la cual se expresen los rangos técnicamente aceptados de los indicadores de calidad de servicio. Tampoco se indican las condiciones climatológicas y geográficas que se consideran adecuadas para la prestación del servicio.
- En el punto VIII del Artículo 6º, no se especifica ninguna descripción y valoración de los indicadores que permitan evaluar las perturbaciones a las que se hace referencia, ni los plazos acordados. Esta observación es similar para el punto IX del mismo artículo.

Respecto de la revisión a los formularios que se requieren en la “Solicitud de Suministro” para la tarifa T2 (Mediana Demanda) y para la tarifa T3 (Grandes Demandas), se pueden destacar los siguientes aspectos de interés:


Apartado 4 (para ambas Tarifas): Utilizar la energía eléctrica suministrada por la DPE en equipos e instalaciones y con modalidades que no generen problemas técnicos a las redes de la misma, haciéndonos cargo de las penalidades en caso de no cumplirlas en tiempo y forma.

Apartado 5 (para Tarifa T2): Cumplir estrictamente con las disposiciones del Reglamento de Suministro, el Régimen tarifario, los Procedimientos vigentes.

Apartado 5 (para Tarifa T3): Cumplir con las disposiciones del Reglamento de Suministro y del Régimen tarifario vigentes de la DPE.

Del contenido de estos apartados, se entiende que la reglamentación a las que hacen referencia las solicitudes en los casos donde las instalaciones del usuario generan problemas en las redes, son las contenidas en el “Reglamento de Servicio”, del cual se han realizado distintas observaciones en los párrafos anteriores.

De la revisión general de la documentación normativa bajo jurisdicción de la DPE, se concluye que los alcances y contenidos expresados en las reglamentaciones analizadas son insuficientes e inadecuados para su aplicación en el control actual de la calidad de servicio y producto eléctrico.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 29
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Análisis de Documentación de la Cooperativa

Para el caso de la Cooperativa, la normativa vinculada con la calidad de servicio y producto técnico eléctrico está contenida en el documento “Primer Convenio entre el Territorio Nacional de Tierra del Fuego e Islas del Atlántico Sur y la Cooperativa Eléctrica de Río Grande – Año 1969”. Del análisis realizado a esta documentación, a continuación se mencionan los aspectos más importantes para destacar.

En el Artículo 6º - Sistema de Distribución, se cita el siguiente párrafo:

La Distribución en baja tensión a los usuarios se hará a la tensión de 380/220 V con una tolerancia máxima en más o menos del cinco por ciento (5%) de este valor. La corriente alterna será distribuida a la frecuencia de 50 ciclos, admitiéndose una tolerancia, en más o en menos del uno por ciento (1%) de este valor. Las disposiciones del presente artículo no se aplicarán cuando por circunstancias eventuales se obligue a “La Cooperativa” a colmar la capacidad de las máquinas de la usina, y esta demuestre que, por causas de fuerza mayor, o ajenas a su control no le ha sido posible realizar las ampliaciones necesarias.

En este Convenio se cita a “La Gobernación” como ente contralor técnico y económico de los servicios públicos a cargo de “La Cooperativa”.


En el Artículo 19º se expresa que el incumplimiento por parte de “La Cooperativa” de las obligaciones que se imponen en el Convenio serán sancionadas con las penalidades establecidas en la sección 2º del artículo, conforme al procedimiento de aplicación establecido en la sección 3º, salvo que el incumplimiento esté motivado por causas fortuitas y fuerza mayor, o de otros causales no imputables a “La Cooperativa”.

En la sección 2º, los aspectos más destacados relacionados con las penalizaciones en el control de la calidad de servicio y producto son los siguientes:

Apartado a): penalización por las interrupciones totales del servicio por un tiempo mayor a los 30 minutos, con una multa equivalente al precio de venta de 100 a 500 kW/H según la importancia de la interrupción.

Apartado c): penalización por los cortes indebidos del suministro de energía a los usuarios (no indica de que tipo), con una multa equivalente al precio de venta de 10 a 200 kW/H según la importancia de la interrupción, sin perjuicio de los derechos del usuario afectado.

Apartado e): penalización por incumplimiento en la obligación de suministrar energía a los usuarios con una multa equivalente al precio de venta de 100 kW/H.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 30
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			


Apartado f): penalización por no mantenimiento de los valores de tolerancia establecidos en el Artículo 6º de tensión y frecuencia, con una multa equivalente al precio de venta de 100 a 200 kW/H.

Apartado h): penalización por cada caso en que la Cooperativa no presente en su debida oportunidad la documentación que le requieran las autoridades competentes, con una multa equivalente al precio de venta de 50 a 100 kW/H.

En la sección 3º se indican los procedimientos aplicación de las multas para los distintos casos que se especifican en la sección 2º.

De los aspectos mencionados anteriormente, a continuación se indican las siguientes observaciones:

- Se desconoce si actualmente existe otra documentación que modifique o reemplace a la citada anteriormente, la cual data del año 1969.
- Se indican penalizaciones a las interrupciones superiores a los 30 minutos. Cabe destacar que actualmente las normativas de aplicación nacional e internacional consideran penalizables las interrupciones que superan generalmente los 3 minutos de duración.
- Respecto de las interrupciones no se expresan indicadores que permitan cuantificar la cantidad de interrupciones (frecuencia de interrupciones) ni la duración total de todas las interrupciones penalizables en un período de tiempo determinado. Las normativas actuales utilizan estos índices a partir de los cuales, cuando superan valores límites de referencia determinados, las distribuidoras son sancionadas por la Energía No Suministrada.
- Respecto del nivel de tensión, la tolerancia límite del $\pm 5\%$ respecto del nivel de referencia de 380/220 V, es un valor razonable que actualmente se aplica en distintas normativas a nivel nacional e internacional. Cabe destacar que en sistemas aislados este valor de tolerancia suele ser mayor dependiendo en gran medida de las características de la red.
- No se especifica en la normativa durante cuánto tiempo se puede tolerar los apartamientos del nivel de tensión superiores al límite indicado. En las normativas actuales el monitoreo del nivel de tensión se realiza a partir de los registros obtenidos en las campañas de medición, implementadas con equipamiento normalizado durante un tiempo determinado (generalmente una semana). Para cada una de las mediciones realizadas se comprueba que la cantidad de tiempo durante el cual se verifican registros con niveles de tensión superiores al límite, no superen generalmente el 3% del período válido de medición.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 31
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

- La penalización aplicada no pondera adecuadamente el grado o porcentual de apartamiento del nivel de tensión medido respecto al valor de referencia (380/220 V). Las normativas actuales aplican factores de ponderación penalizando con mayor dureza los apartamientos de tensión que se alejan más respecto del valor de referencia (ponderación por bandas de apartamiento). Las normativas actuales sancionan a las empresas calculando las penalizaciones por la Energía Suministrada con Mala Calidad.
- Para los apartamientos de la frecuencia de la tensión de suministro en la red de distribución (máximo $\pm 1\%$ de 50 Hz), no se indican procedimientos de medición y control.
- No se dan especificaciones ni detalles que permitan clasificar o determinar “los cortes indebidos” del suministro de energía a los usuarios.
- No se especifican los requerimientos que se exigen respecto de la documentación que pueden solicitar las autoridades competentes.


De la revisión y análisis realizado a la documentación normativa bajo jurisdicción de la Cooperativa, se concluye que la misma está desactualizada e incompleta, resultando por lo tanto inadecuada para su aplicación en el control actual de la calidad de servicio y producto eléctrico.

2.3.2. Observaciones a partir de Visita Técnica

A fines del mes de mayo de 2023, personal técnico del IEE realizó una visita técnica a las instalaciones de las distribuidoras en la provincia de Tierra del Fuego. Las tareas de relevamiento y evaluación se realizaron a través de reuniones mantenidas con los jefes o encargados de las redes de distribución y miembros de las estructuras operativas de las distribuidoras. Adicionalmente se realizaron visitas e inspecciones visuales en estaciones transformadoras, líneas y algunas subestaciones emplazadas en las zonas de concesión.

En particular a través de las reuniones mantenidas se recolectó información sobre la eventual aplicación de procedimientos metodológicos para el control de la calidad de suministro o bien si se realizan tareas en este sentido.

De manera similar se evaluaron los registros de información que llevan las distribuidoras sobre interrupciones de servicio, su reposición o transferencias de carga, con el objeto de su eventual utilización en la estimación de índices de calidad de servicio. Al respecto se observa que se llevan registros en “libros de guardia” de las cuadrillas de

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 32
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

mantenimiento, realizados con propósitos documentales de la operación de la red. No obstante, la precisión de fechas y horas registradas sobre los eventos de cortes o reposiciones, no serían acordes para utilizarlos en el cálculo de índices.

En cuanto a calidad de producto se pudo constatar que no se realizan campañas de medición con este propósito. Tampoco se toman otro tipo de mediciones testigos o de tipo comprobatoria ante reclamos de usuarios y/o situaciones que puedan sugerir problemas asociados a perturbaciones. Si bien en general se dispone de registradores instalados en la cabecera de alimentadores de media tensión, los registros de tensión no son utilizados con propósitos de control de calidad de producto.

Por otra parte, se observa como impedimento para evaluar la actual calidad de suministro, la falta de bases de datos que brinden la asociación unívoca entre usuarios, subestaciones y alimentadores de media tensión.

2.4. Minería de Criptomonedas

En cuanto a este tema en particular, de gran interés para la provincia, no se ha encontrado normativa específica alguna que reglamente la actividad de criptominado.

Lo único referente al tema es la Resolución 40/2022 la Secretaría de Energía de la Nación, que luego se modifica con la Resolución SEN 305/2022 aún en vigencia, mediante la cual se determinó un precio diferencial de la energía en el ámbito del MEMSTDF para la actividad de “minado de criptomoneda”. Esto mismo se ve reflejado en el cuadro tarifario, desdoblado cada una de las tarifas.

2.5. Cooperativa Eléctrica Río Grande (CRG)

2.5.1. Análisis Técnico

La Cooperativa de Río Grande cuenta con un sistema de gestión e información ordenado, que les permite conocer con un nivel apropiado todas sus instalaciones, así como el estado y operación de sus redes. El centro de operaciones se encuentra en la misma central termoeléctrica (Usina), la cual posee una capacidad instalada 80,6 MW con 4 unidades de generación: dos GE LM2500, de 28 MW y 21,6 MW, que operan de base, y dos Fiat TG16 de 15,5 MW cada una que operan de punta.

Poseen dos centros distribuidores, el principal en la misma Usina (ubicado en Islas Malvinas N° 1501), con 16 alimentadores que se detallan en la Tabla 2.1, y el otro en ET

Barrancas (ubicado en Indira Gandhi y Rosa Masobrio), el cual se alimenta con una línea área en 33 kV desde la Usina y posee un solo alimentador en 13,2 kV (Cabo Domingo).

Tabla 2.1: Alimentadores MT 13,2 kV Centro Distribuidor Usina

Salidas		
Num	Código	Descripción
0	A0	Chacra 11
1	A1	Nuevo Chacra
2	A2	Chacra 4
3	A3	Chacra 2
4	A4	Parque Ind. 2
5	A5	Mosconi 1
6	A6	Parque Ind. 1
7	A7	Parque Ind. 3
8	A8	Tropezón
9	A9	Irigoyen
10	A10	Alberdi
11	A11	Colón 1
12	A12	Colon 2
13	A13	Río Chico 1
14	A14	Río Chico 2
15	A15	Parque Ind.4

Cada alimentador tiene su propia celda en la salida, con equipos de medición y protección (interruptores GE F650). Además, en las redes de MT poseen 113 unidades de equipos de protección y/o maniobra: 6 puestos de reconectadores y 107 puestos de seccionamiento de líneas aéreas.

Tienen un SCADA de desarrollo propio basado C#, con un sistema de recolección de datos de generación y distribución desarrollado en Visual Net. En cuanto a su equipamiento dedicado consta de:

- 3 Servidores (1 Base de Datos SCADA, 1 Tiempo Real SCADA, 1 Base de dato general y administración del Sector “Operadores”). S.O.: Windows
- 1 PC Consola de Ingeniería. S.O.: Windows
- 1 PC Visualización Sistema SCADA. S.O.: Windows
- 2 PC Uso del Sector Operadores. S.O.: Windows

Además, parte de los equipos de maniobra se encuentran tele-controlados, mediante un sistema de tele-control de dispositivos remotos desarrollado en Java:

- 3 Reconectores en SF6 marca PANACEA SEL-351P
- 15 Seccionadores automáticos en SF6 marca AUTOROL AUS13

De la información recabada, respecto las redes de 13,2 kV, poseen 94 km de línea aérea, en su mayoría conductor AIAI de 95, 70, 50 y 35 mm² y unos 19 km de conductor Cu, y algunos tramos de cable subterráneo tripolar 6.45 km, de Al 70 mm² y Cu 50 y 35 mm². En cuanto a las subestaciones transformadoras (SET) de MT/BT, poseen 188 unidades del tipo aéreas y 53 del tipo a nivel, como se detalla en la Tabla 2.2 (a y b).

Tabla 2.2(a): SET 13.2/0.4 kV aéreas


Cantidad	kVA	Cantidad	kVA	Cantidad	kVA
1	5	1	80	2	63
1	10	13	100	5	160
3	16	1	125	5	200
2	25	2	150	20	250
13	40	10	160	34	315
9	63	9	40	4	400
				53	500

Tabla 2.2(b): SET 13.2/0.4 kV a nivel

Cantidad	kVA	Cantidad	kVA	Cantidad	kVA
1	40	7	315	2	800
1	140	1	400	12	1000
1	150	15	500	4	1500
1	200	1	630	1	2000
5	250	1	700		

Respecto las líneas de BT, poseen aproximadamente 41 km en cable subterráneo tetrapolar cobre y 180 km en línea aérea preensamblado de:

- 3x240/120, Aluminio, 3.38 km
- 3x120/70, Aluminio, 83.55 km
- 3x95/50, Aluminio, 77.47 km
- 3x50/25, Aluminio, 5.68 km
- 3x185/95. Cobre, 9.54 km

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 35
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Nota: en el documento compartido por la Cooperativa “DATOS DE LAS REDES 2023.docx”, el cual se incluye en Anexo, se detalla la siguiente información que luego se podrá validar con la arriba presentada:

- Centros de transformación a nivel: 133
- Centros de transformación en plataforma: 265
- Reconectores automáticos: 4
- Seccionadores automáticos motorizados: 27
- Red 13.200 V aérea: 131.5 km.
- Red 13.200 V subterránea: 34.45 km.
- Red 33.000 V subterránea: 4.3 km + 2.5 km en construcción.
- Red 33.000 V aérea: 3.69 km en construcción.
- Red 380/220 V general: 459.27 km.

A partir de lo observado en la visita técnica de un equipo de profesionales del IEE, es de notar que son instalaciones típicas y en buen estado general, en buenas condiciones de mantenimiento correctivo y predictivo. No tienen base de datos de clientes asociados a las subestaciones MT/BT y por ende a cada alimentador de MT; tampoco tienen un modelo eléctrico de sus redes que permita simular flujo de potencia.

En el Anexo se adjuntan los siguientes planos:

- Red MT Georreferenciada de Río Grande (09-22)
- Unifilar de la Usina Río Grande (04-23)

En cuanto a la demanda, poseen aproximadamente 36.000 usuarios de los cuales el 88,2% son residenciales, 9,7% comerciales, 1,8% gubernamentales (oficial) y 0,3% industriales; siendo que el sector industrial consume el 55% de la energía total, seguido por el sector residencial un 22% y el comercial un 14%.

De la información del SCADA de la Usina, en las Figuras 2.1 a 2.4 se pueden observar para el año 2022: un día de máxima y otro de mínima demanda; las curvas medias de cuatro meses típicos; las curvas medias de días típicos para el mes de julio de máxima demanda; y las curvas de los principales alimentadores para el día de máxima demanda. Como se puede apreciar, la demanda máxima ronda los 60 MW en la época invernal, siendo el alimentador de mayor demanda el A14.



TDF CFI RTI 2023-2028

Informe Final

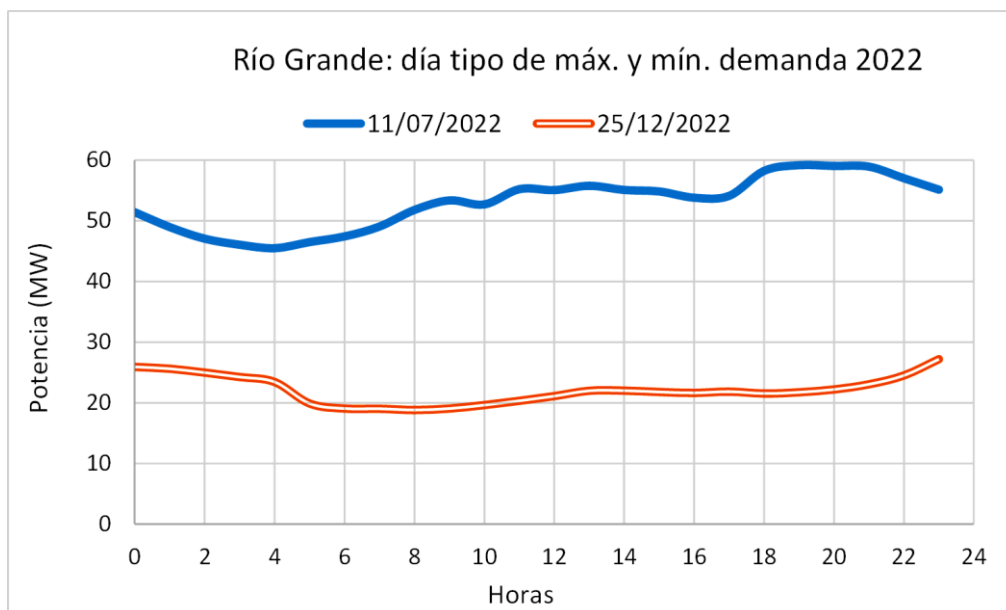


Figura 2.1: Día tipo de máxima y mínima demanda total, año 2022

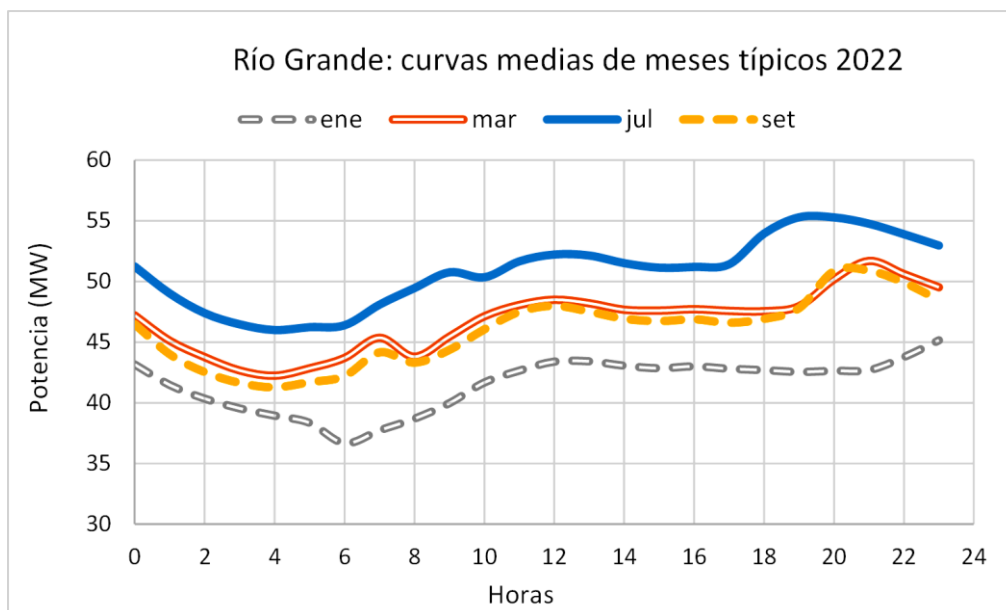


Figura 2.2: Curvas medias de meses típicos, año 2022

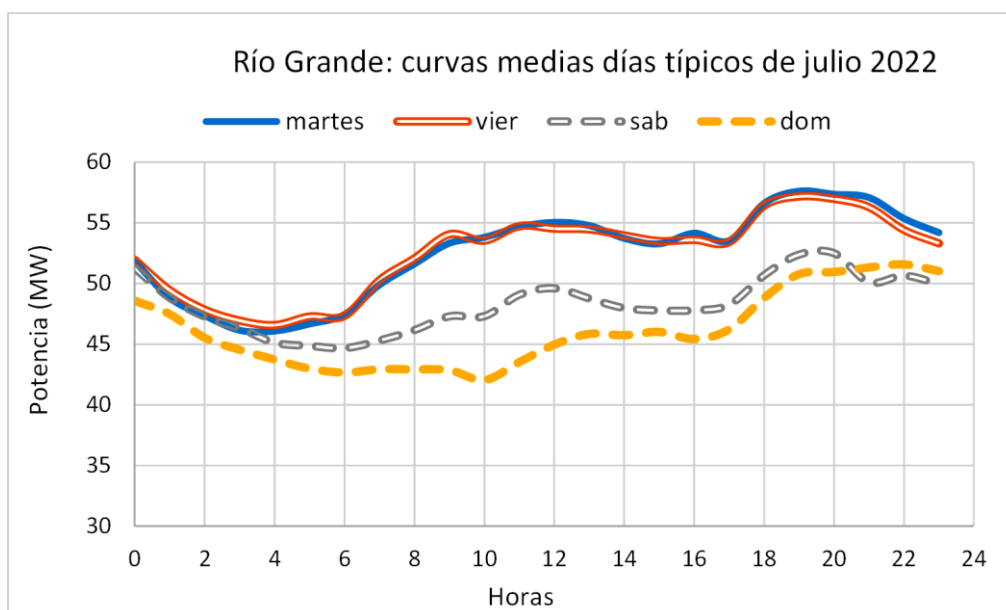


Figura 2.3: Curvas medias de días típicos para el mes de máxima demanda, julio 2022

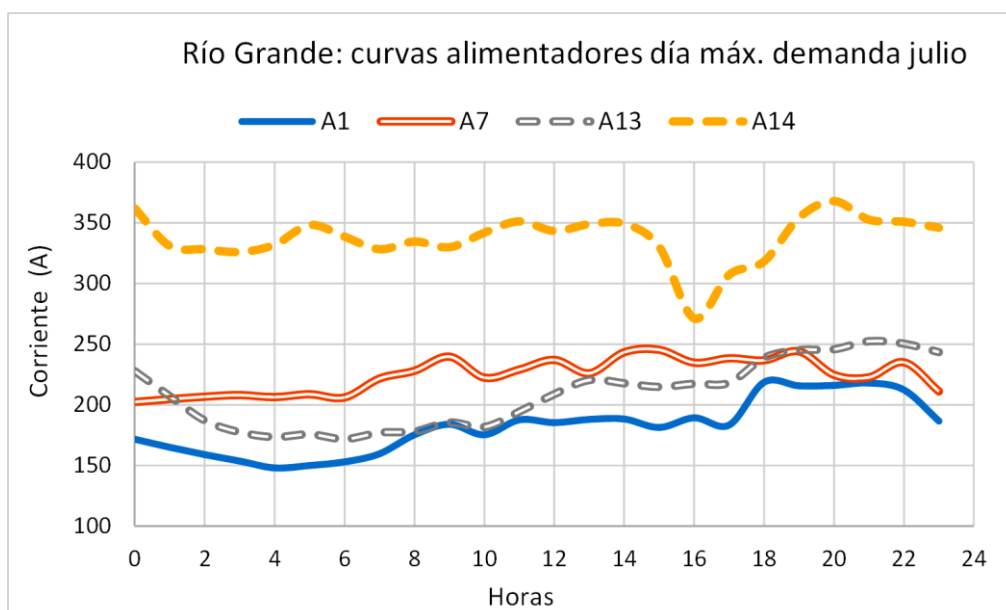


Figura 2.4: Curvas principales alimentadores día de máxima demanda, julio 2022

2.5.2. Actualización Tarifaria

Luego de la actualización tarifaria del primer semestre 2022, en abril de 2023 se realizó una nueva actualización con los siguientes principales datos que se muestran en las Tablas 2.3 a 2.5. Esta actualización es basada en costos a partir de indicadores típicos de crecimiento e inflación. No se prevén inversiones de nuevas obras financiadas por este medio. En este caso, el ajuste total asciende a un 60,03%.



 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 38
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

Tabla 2.3: Resolución SEN 54/2023 por la cual CAMMESA fija los precios estabilizados de energía del MEMSTDF para la Cooperativa (período 01/02/23 – 30/04/23)⁴

			Precio de Referencia de la Potencia	Precio Estabilizado de la Energía (PEE) MEMSTDF – COOP. RIO GRANDE		
			(\$POTR EF)	Horas Pico (\$PER.PICO)	Hora Resto (\$PER.RESTO)	Hora Valle (\$PER.VALLE)
			\$/MW-mes	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW -GUDI			0	10.176	10.176	10.176
Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW –GUDI -ORGANISMOS PÚBLICOS SALUD/EDUCACIÓN			0	7.186	7.186	7.186
Demanda General Distribuidor –No Residencial	Hasta 10kW	Demanda ≤ 800 kWh/mes	0	5.192	5.192	5.192
		Demanda Excedente 800 kWh/mes	0	7.186	7.186	7.186
	Mayor 10kW y Menor a 300 kW		0	7.186	7.186	7.186
Demanda Distribuidor RESIDENCIAL	Nivel 1		0	7.186	7.186	7.186
	Nivel 2		0	3.050	3.050	3.050
	Nivel 3		0	3.843	3.843	3.843
	Nivel Excedente 3 400 kWh/h		0	7.186	7.186	7.186
Usuario de minado de criptomonedas			0	10.176	10.176	10.176

Tabla 2.4: Actualización de los costos de distribución y comercialización

DISTRIBUIDORA				
SUELDOS Y CONTRIBUCIONES - DISTRIBUIDORA	TOTAL SIN CONSEJO DE ADMI	PESOS	\$3.534.653.380,96	
OTROS COSTOS DISTRIBUCION	INSUMOS Y MANTENIMIENTOS	PESOS	\$1.033.453.443,53	
OBRAS DISTRIBUCION	TRABAJOS PROYECTADOS	PESOS	\$0,00	
AMORTIZACIONES BIENES DE USO		PESOS	\$180.000.000,00	
PERDIDAS TECNICAS Y NO TECNICAS		PESOS	\$258.780.316,30	
RETRIBUCIONES CONSEJO DE ADMINISTRACION	TOTAL	PESOS	\$205.045.024,16	
SERVICIO DE DEUDAS	TOTAL	PESOS	\$758.796.032,71	
VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)		PESOS		\$5.970.728.197,68

⁴ Informe “Actualización del Cuadro Tarifario del Servicio Eléctrico”

Tabla 2.5: Costos Totales de la Distribuidora

COSTOS TOTALES DISTRIBUIDORA MEMSTDF			
	Abastecimiento	Distribución	Total
Costos anteriores	\$ 3.186.949.708,17	\$ 2.535.423.093,68	\$ 5.722.372.801,85
Participación:	55,69%	44,31%	100,00%
Variación:	0,00%	135,49%	
Var. Ponderada	0,00%	60,03%	60,03%
PROYECTADO:	\$ 3.186.949.708,17	\$ 5.970.728.197,68	\$ 9.157.677.905,85

2.6. Dirección Provincial de Electricidad (DPE)

2.6.1. Análisis Técnico

A partir de la escueta información recibida por parte de la DPE, en cuanto a las características técnicas de sus redes e instalaciones y el comportamiento de la demanda, se presenta a continuación una resumida caracterización.

En la ciudad de Ushuaia, la Central Termoeléctrica posee una potencia instalada de 70,5 MW con 11 unidades de generación, de los cuales en firme operando están sobre los 44 MW. La central se vincula eléctricamente mediante líneas subterráneas de 33 KV con dos Centros Distribuidores (CD), que van al centro poblacional de la ciudad y alrededores, y con el centro invernal. Estas líneas son cables de cobre con aislación XLPE y tienen las siguientes características:


- CT Ushuaia - Cerro Castor: Tripolar, 70 mm², 23 km.
- CT Ushuaia - CD1 Torelli: Unipolar, 400 mm², 3.8 km.
- CD1 Torelli - CD2 Vialidad: Unipolar, 400 mm², 3.2 km.

Nota: Poseen un nuevo centro distribuidor (CD3 Pippo), que se conecta en 33kV desde el CD2 Vialidad, pero que no se encuentra actualmente en operación.

En cuanto a las redes de MT (13,2 kV), poseen 12 alimentadores (o distribuidores) en funcionamiento, 6 en cada CD1 y CD2 y otros 4 en la propia CT Ushuaia, con las siguientes características:

CD1 Torelli:

- Alimentadores: Alim 1, 2, 3, 4, 5 y 6
- 3 Transformadores 33/13.2 kV de 7,5 MVA c/u

 CONICET <hr/> INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 40
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

- 2 Puntos de medición en barra 33 kV y otros 2 en barra 13,2 kV
- Acoplamiento longitudinal en cada barra de 33 kV y 13,2 kV
- 2 Salidas de servicios auxiliares en 13,2 kV

CD2 Vialidad:

- Alimentadores: Alim 7, 8, 9, 10 ,11 y 12
- 3 Transformadores 33/13.2 kV de 7,5 MVA c/u
- 2 Puntos de medición en barra 33 kV y otros 2 en barra 13,2 kV
- Acoplamiento longitudinal en cada barra de 33 kV y 13,2 kV
- 2 Salidas de servicios auxiliares en 13,2 kV

CT Ushuaia:

- Alimentadores: Líneas 2, 3, 6 y 7
- 2 Transformadores 33/13.2 kV de 15 MVA c/u
- 2 Puntos de medición en barra 33 kV y otros 2 en barra 13,2 kV
- Acoplamiento longitudinal en cada barra de 33 kV y 13,2 kV
- 2 Salidas de servicios auxiliares en 13,2 kV

En el Anexo se adjuntan los siguientes planos:

- Red MT Georreferenciada de Ushuaia (15-11-22)
- Unifilar 33kV de CTU (09-22)
- Unifilar 13kV de CTU “Celdas Electro Integral” (09-22)
- Unifilar 13kV-2 de CTU “Celdas Lago” (09-22)
- Unifilar del CD1 Torelli (5-09-22)
- Unifilar del CD2 Vialidad (09-22)

Todas las líneas y alimentadores de los centros de distribución cuentan con sus respectivas celdas, cada una de las cuales está provista de sus propias protecciones clásicas, equipos de medición y accesorios instalados sobre la propia celda.

Poseen aproximadamente 100 Km en líneas áreas de 13,2 kV del tipo clásica coplanar desnuda, conductor AIAI de 70 y 50 mm²; unos 7,7 km de preensamblado Al 70 y 35 mm²; y 14,8 km de cable subterráneo tripolar, la mayoría de cobre de 70, 50 y 35 mm² y un tramo de Al 95 mm²; con los siguientes equipos de protección y/o maniobra:

- 5 reconectores de línea aérea.
- 44 puestos de seccionamiento con interruptores tipo Aldutti-Rupter.

- 13 seccionadores BK-15.
- 46 puestos de seccionamiento con equipos tipo a cuchilla.
- 1 puesto de seccionamiento con seccionadores tipo a cuernos.

Por su parte, cada centro de distribución cuenta con una RTU local que concentra el flujo de datos, telemetría y control de la colección de equipos de ese emplazamiento. Los centros están enlazados mediante fibra óptica solamente para el tráfico de datos del sistema SCADA, no teniendo vinculación física con ningún otro servicio de red.

El sistema SCADA dispone de 2 RTU General Electric Modelo D20. Ambas configuradas con una placa WESDAC D20ME, fuente de alimentación D20PS, 7 puertos RS232 placa D20 EME, memoria de 8Mb y modulo puertos ethernet EME10. Para instalaciones futuras se considera apropiado considerar la instalación de equipos RTU D20 MX (que es la versión actual) o bien RTU-D400 con HMI embebido.

La DPE cuenta con dos servidores SCADA que utilizan sistemas PowerLink V4.0 General Electric / Cimplicity 6.1, instalados sobre PC con Sistemas Operativos Windows configurados de forma redundante. En cuanto a las subestaciones transformadoras (SET) de MT/BT, poseen 127 unidades del tipo aéreas y 88 del tipo a nivel, como se detalla en la Tabla 2.6 (a y b).

Respecto las líneas de BT, poseen 240 km en línea aérea preensamblado Al de 95, 70 y 50 mm²; y 28.35 km en cable subterráneo tetrapolar cobre.

Tabla 2.6(a): SET 13.2/0.4 kV aéreas

Cantidad	kVA	Cantidad	kVA	Cantidad	kVA
2	10	7	63	6	250
1	15	2	100	29	250
3	16	1	110	35	315
9	25	1	125	1	400
13	40	7	160	10	500

Tabla 2.6(b): SET 13.2/0.4 kV a nivel

Cantidad	kVA	Cantidad	kVA	Cantidad	kVA
4	160	28	315	1	750
2	200	4	400	7	800
15	250	8	500	5	1000
1	300	8	630	5	2000

Es de notar, a partir de la visita técnica de profesionales del IEE, de lo observado en general son instalaciones típicas, con diseños estándares según normativas y el “buen arte”. El sistema de protecciones de tales redes es básico, según nos comentaron sin tele-comando a distancia y sin posibilidades de reconfiguración ante contingencias. No tienen base de datos de clientes asociados (vinculados) a las subestaciones MT/BT y por ende asociados a cada alimentador (o distribuidor de MT). Además, tampoco tienen un GIS eléctrico de sus redes que permita modelar y simular un flujo de potencia.

En cuanto a la demanda en Ushuaia, poseen aproximadamente 30.000 usuarios de los cuales el 89,6% son residenciales, 8,7% comerciales, 1,4% gubernamentales (oficial) y 0,3% industriales.

De la información del SCADA de la central de generación, en las Figuras 2.5 a 2.8 se pueden observar para el año 2022: un día de máxima y otro de mínima demanda; las curvas medias de cuatro meses típicos; las curvas medias de días típicos para el mes de julio de máxima demanda; y las curvas de los principales alimentadores para el día de máxima demanda. Como se puede apreciar, la demanda máxima ronda los 42 MW en la época invernal, los alimentadores de mayor demanda son el L2 de la CT, el Ali.6 del CD1 Torelli y los Ali.8 y Ali.11 del CD2 Vialidad.

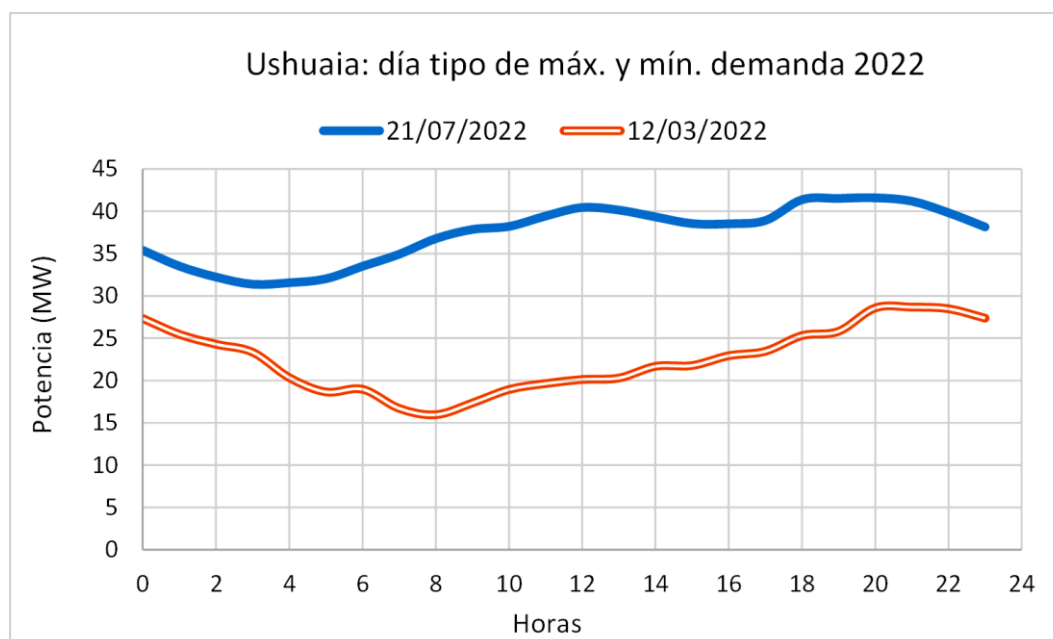


Figura 2.5: Día tipo de máxima y mínima demanda total, año 2022



TDF CFI RTI 2023-2028

Informe Final

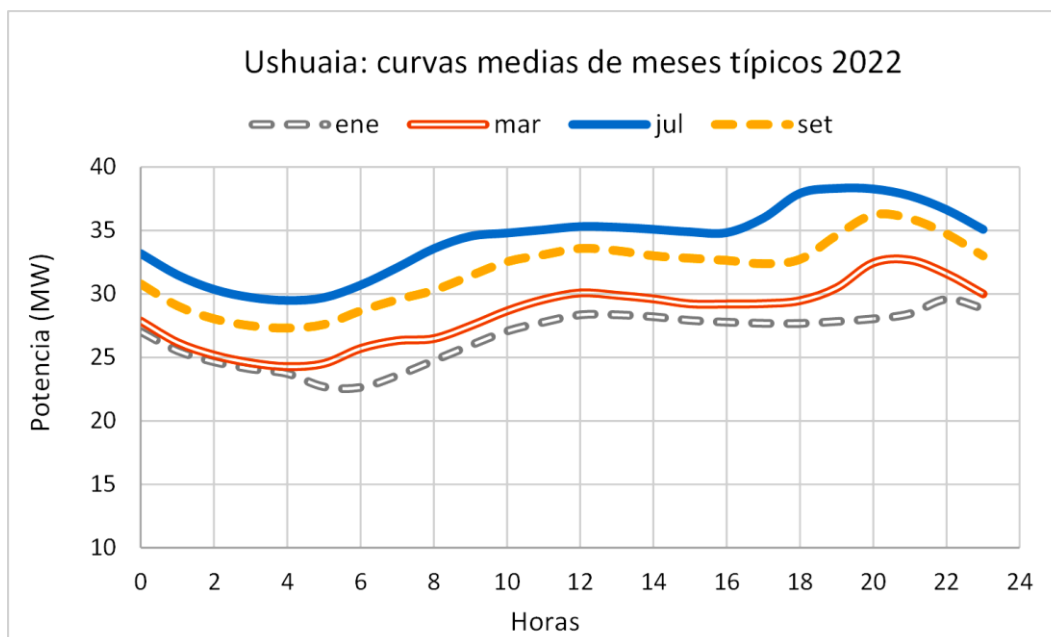


Figura 2.6: Curvas medias de meses típicos, año 2022

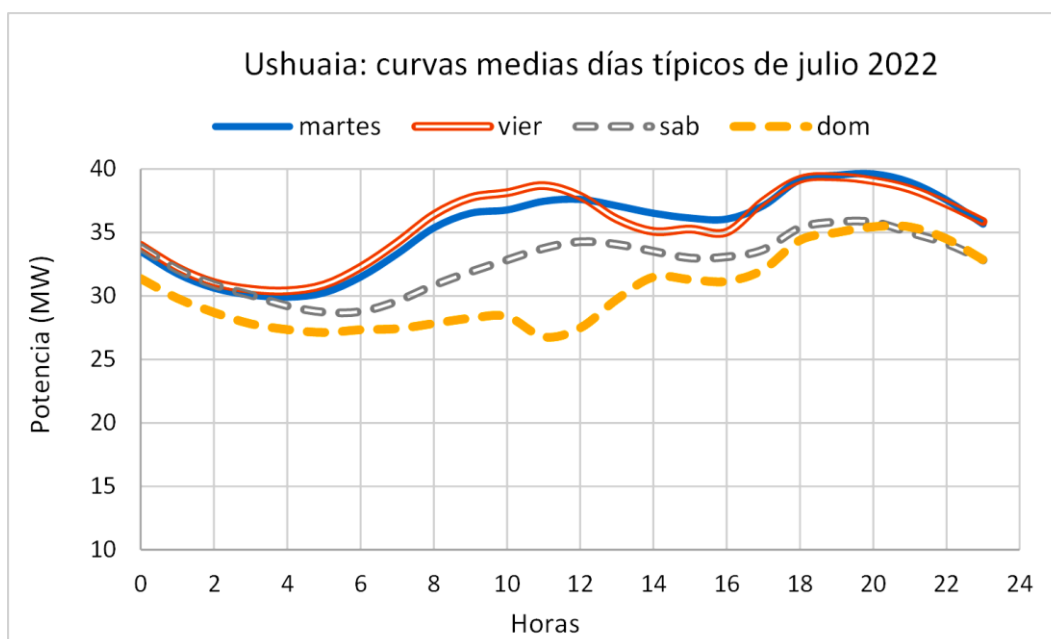


Figura 2.7: Curvas medias de días típicos para el mes de máxima demanda, julio 2022

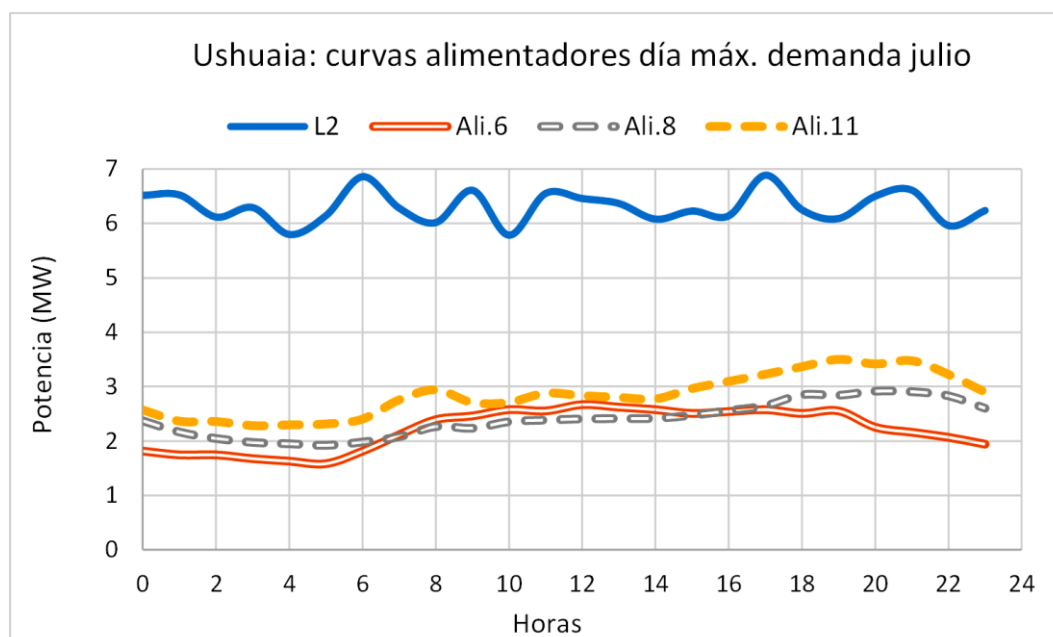


Figura 2.8: Curvas principales alimentadores día de máxima demanda, julio 2022

En Tolhuin, con una potencia instalada en la central termoeléctrica de 2,7 MW y un grupo de respaldo de 750 KW, con una demanda máxima de 2,5 MW; por lo cual poseen una limitada capacidad de generación con algunos pedidos de nueva demanda que no puede ser abastecida. Actualmente poseen aproximadamente 2900 usuarios de los cuales el 90,8% son residenciales, 6,4% comerciales, 2% oficial y 0,7% industrial.

Desde la central salen 4 alimentadores de 13,2 KV, todas líneas aéreas desnudas AIAI de 70 y 50 mm² (23,7 km). Las líneas de BT son aéreas Al preensamblado 3x50/50 (36,5 km). Cuentan con 30 SET MT/BT 13.2/0.4 kV como se detalla en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7: SET 13.2/0.4 kV aéreas en Tolhuin

Cantidad	kVA	Cantidad	kVA	Cantidad	kVA
1	5	3	40	2	160
3	10	5	63	4	250
5	16	1	100	1	315
3	25	1	125	1	500

Respecto San Sebastián, se consta de la siguiente información:

- Líneas aéreas 13.2 kV, desnudo, AIAI, 50 mm², 17 km.
- SET MT/BT aéreas, 2 unidades, de 16 y 63 kVA.
- Líneas aéreas de BT, preensamblado, Aluminio 1.95 km.
- 27 usuarios: 40% residencia, 30% comercial y 30% gubernamental.

Finalmente, se consta de la siguiente información en Almanza:

- Líneas aéreas de BT, aluminio preensamblado, 2,35 km.
- 33 usuarios: 42% residencia, 52% comercial y 6% gubernamental.

2.6.2. Actualización Tarifaria

Luego de la actualización tarifaria de junio-2022, este año en abril-2023 se realizó una nueva actualización con los siguientes principales datos de las Tablas 2.8 a 2.10.

Tabla 2.8: Resolución SEN 54/2023 por la cual CAMMESA fija los precios estabilizados de energía del MEMSTDF para la DPE (período 01/02/23 – 30/04/23)⁵.

			Precio de Referencia de la Potencia	Precio Estabilizado de la Energía (PEE) MEMSTDF - DPE USHUAIA		
			(\$POTREF)	Horas Pico (\$PER.PICO)	Hora Resto (\$PER.RESTO)	Hora Valle (\$PER.VALLE)
			\$/MW-mes	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW -GUDI			0	9.639	9.639	9.639
Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW -GUDI -ORGANISMOS PÚBLICOS SALUD/EDUCACIÓN			0	6.862	6.862	6.862
Demanda General Distribuidor -No Residencial	Hasta 10kW	Demanda ≤ 800 kWh/mes	0	5.010	5.010	5.010
		Demanda Excedente 800 kWh/mes	0	6.862	6.862	6.862
	Mayor 10kW y Menor a 300 kW		0	6.862	6.862	6.862
Demanda Distribuidor RESIDENCIAL	Nivel 1		0	6.862	6.862	6.862
	Nivel 2		0	3.076	3.076	3.076
	Nivel 3		0	3.876	3.876	3.876
	Nivel 3 Excedente 400 kW/h		0	6.862	6.862	6.862
Usuario de minado de criptomonedas			0	9.639	9.639	9.639

⁵ Informe “Análisis, Evaluación y Actualización del Cuadro Tarifario de la DPE”



 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 46
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

Tabla 2.9: Actualización de los costos de distribución y comercialización

DISTRIBUIDORA				
GASTOS PERSONAL DISTRIB	TOTAL	PESOS	1.363.501.568	
OTROS COSTOS DISTRIB	INSUMOS Y MANT	PESOS	569.778.783	
OBRAS DISTRIBUCION	INVERSION	PESOS	0	
BIENES DE USO		PESOS	132.029.977	
PERDIDAS TECNICAS Y NO TECNICAS		PESOS	52.811.990	
SERVICIO DE DEUDAS	TOTAL	PESOS	86.050.923	
VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)			PESOS	2.204.173.242

**Valores Proyectados*

Tabla 2.10: Costos Totales de la Distribuidora


COSTOS TOTALES DISTRIBUIDORA MEMSTDF			
	Abastecimiento	Distribución	Total
Costos Anteriores	960.806.848	1.354.481.035	2.315.287.883
Participación:	41,5 %	58,5 %	100,0 %
Variación:	59,4 %	62,7 %	
Var. Ponderada	24,7 %	36,7 %	61,4 %
PROYECTADO:	1.531.713.609	2.204.173.242	3.735.886.851

Es de notar que la actualización es basada en costos a partir de indicadores típicos de crecimiento e inflación. No se ha previsto la ejecución de nuevas obras financiadas por este medio. El ajuste del VAD más el costo de abastecimiento asciende a un 61,4%.

3. PROPUESTAS REGULATORIAS-NORMATIVAS

En este Capítulo se presentan algunas propuestas regulatorias y/o normativas tendientes a ordenar el régimen general de suministro de energía eléctrica en la provincia. En particular, se plantean algunas propuestas de modificaciones o actualizaciones sobre/ para:

- El régimen de revisión tarifaria integral (RTI) quinquenal, con las diferentes etapas requeridas para un estudio tarifario y las pautas para realizar el cálculo del VAD (valor agregado de distribución).

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 47
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

- ii) Un reordenamiento del marco regulatorio general, abordando la autarquía de la DPE y la creación de un ente regulador provincial.
- iii) Simplificar un único “Régimen Tarifario y de Suministro” provincial, tendiente a unificar los criterios en toda la provincia.
- iv) Instrumentar un régimen normativo-tarifario para criptominado, como fuera oportunamente requerido para atender este tipo de usuarios.
- v) Brindar las pautas de implementación de un régimen de calidad provincial, tendiente a iniciar este importante camino necesario en toda regulación basada en eficiencia.

Estos mismos temas fueron presentados de manera virtual (web meet) el día lunes 18-set-2023 ante la DPE, la CRG y la Secretaría de Energía de la Provincia de TDF. En el Anexo se adjunta esta presentación.



Es de destacar que son todas “propuestas” dado que se requiere la intervención del estado provincial para su implementación. En este sentido, se dejan planteadas las bases suficientes para que luego en función de la evolución del sector a partir de las decisiones político-estratégicas que se vayan tomando, puedan los correspondientes responsables instrumentar legalmente de manera sencilla los debidos cambios.

3.1. Régimen de RTI Quinquenal

3.1.1. Tarifas de Distribución – Ley 24.065

A partir de la Ley 24.065 que brinda el marco general para el régimen de la energía eléctrica en Argentina, en su Capítulo X referido a las tarifas eléctricas, se establece que los servicios suministrados por los distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, ajustándose a los siguientes principios:

- a) Proveerán a los distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en esta ley;
- b) Deberán tener en cuenta las diferencias razonables que existan en el costo entre los distintos tipos de servicios considerando la forma de prestación, ubicación geográfica y cualquier otra característica que el regulador califique como relevante;
- c) El precio de venta de la electricidad a los usuarios incluirá un término representativo de sus adquisiciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 48
	TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

Las tarifas que apliquen los distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad (retorno sobre sus inversiones), a aquellas distribuidoras que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá:

- a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la distribuidora;
- b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.


Los contratos de concesión a distribuidores incluirán un cuadro tarifario inicial que será válido por un período de cinco (5) años y se ajustará a los siguientes principios:

- a) Establecerá las tarifas iniciales que correspondan a cada tipo de servicio ofrecido;
- b) Las tarifas subsiguientes establecerán el precio máximo que se fije para cada clase de servicios;
- c) El precio máximo será determinado por el de acuerdo con los indicadores de mercados que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones;
- d) Las tarifas estarán sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario, que éste no pueda controlar;
- e) En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

Finalizado el período inicial, las tarifas se fijarán por períodos sucesivos de cinco (5) años, previa aprobación del Regulador; y las mismas estarán sujetas a topes anualmente decrecientes en términos reales a partir de fórmulas de ajuste automático que fijará y controlará el Regulador.

3.1.2. Aspectos Conceptuales

Un primer paso para la definición acabada de una metodología para la revisión tarifaria se centra en aspectos conceptuales a ser considerados en el proceso de RTI.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 49
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Dada la importancia del proceso de una revisión tarifaria se hace necesario explicitar los distintos aspectos que deben ser tenidos en cuenta a fin de que el proceso sea lo más eficiente posible. Se deben analizar en este contexto las cuestiones que tienen que ver con aspectos tales como nivel, estructura, regla de indexación, factor de eficiencia del régimen tarifario vigente como así también las relaciones de la tarifa de distribución con los mecanismos de formación de precios de las restantes etapas (generación y transmisión) del sector.

Un aspecto central a tener en cuenta es que, independientemente de las decisiones puntuales que se tome sobre cada uno de los temas señalados, es necesario resaltar en forma clara la necesidad de consistencia que se requiere. Cambios en cualquiera de los elementos (por ejemplo, índice de indexación, moneda de nominación de las tarifas, base de capital, etc.) tienen un impacto directo sobre los restantes por lo cual los mismos deben realizarse asegurando la debida consistencia.

Nivel Tarifario


El elemento crucial de una revisión es el que hace al nivel de las tarifas. Esto se relaciona con los aspectos más sensibles del proceso por cuanto es central a la oposición de intereses de corto plazo que existe entre usuarios y distribuidora. El objetivo a este respecto se encuentra usualmente establecido en forma clara en la normativa y es preservar la sustentabilidad de la distribuidora a la vez que se garantiza a los usuarios un servicio eficiente (de mínimo costo). Definiendo, para ello, el volumen de ingresos requeridos por las distribuidoras, representados por un “precio medio”.

A este respecto, se dispone entre otras cosas, que las tarifas proveerán a los distribuidores que operen en forma económica y prudente la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno justa y razonable.

Esto abre la necesidad de fijar una serie de elementos que entran en la determinación tarifaria tal como el capital invertido, la tasa de rentabilidad razonable, niveles de eficiencia en gastos operativos, entre otros.

Los dos elementos cruciales en la determinación de la rentabilidad justa y razonable son la base de capital y la tasa de retorno a utilizar.

La separación de actividades reguladas y no reguladas es un elemento que en el caso de las distribuidoras adquiere relevancia. Esto es así si se considera que la compra-

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 50
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

venta de energía por parte de las distribuidoras es en gran medida una actividad sujeta a competencia (mercado eléctrico). La necesidad de separación de información contable entre las actividades de distribución (entendida como la operación y mantenimiento de las propias redes) y comercialización (compra-venta de energía) aún para los usuarios cautivos, pasa a ser un elemento importante en la correcta determinación de las tarifas reguladas.

Indexación

Un elemento asociado a la sustentabilidad es la regla de indexación, que forma parte de la mayoría de los regímenes. El objetivo es preservar en el tiempo el nivel de las tarifas en términos reales compensando la erosión inflacionaria de los ingresos.

La elección del índice, su base y su periodicidad son elementos que es necesario analizar en pos de alcanzar los objetivos de sustentabilidad, eficiencia y equidad.


Factor de Eficiencia (X)

Siguiendo la forma típica de los mecanismos modernos de regulación, estos prevén un factor de eficiencia que traslade a los usuarios parte de las ganancias de eficiencia logradas por la distribuidora.

En realidad, en términos teóricos, y adecuadamente valorizada en función de la separación entre revisiones tarifarias, una distribuidora obtiene reducción de costos, y por ende aumento de beneficios, por varios caminos. Entre ellos los más importantes son: por aumento de eficiencia en su gestión; por efecto de rendimientos a escala positivos a medida que se incrementa su mercado y como consecuencia de cambios tecnológicos.

El factor de eficiencia (X) traslada gradualmente a los usuarios las ganancias de eficiencia vía reducciones en la tarifa en términos reales. Dada esta restricción se requiere que la distribuidora realice aumentos de eficiencia tales que, por lo menos, pueda mantener constante su tasa de ganancia/ rentabilidad. Pero, en la medida en que todas las ganancias por encima del tope sean apropiadas por la distribuidora, el mecanismo no disminuye los incentivos a la minimización de costos.

Estructura Tarifaria

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 51
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

El análisis de la estructura tarifaria en el contexto de una revisión tarifaria tiene dos elementos principales a ser considerados. El primero, y principal, tiene que ver con a quien se le asigna la responsabilidad por la determinación de la estructura de la tarifa. Esto básicamente tiene que ver con la forma que toma el control de precios. El segundo punto, que está supeditado a la decisión que se tome respecto de lo anterior, hace a la permanencia o no de la estructura de tarifas vigentes.

Un aspecto importante desde el punto de vista económico es la forma particular en que se aplica el método de control de precios. Esta metodología presenta diferencias entre algunos casos. Así por ejemplo mientras que en Inglaterra y Gales la fórmula de ajuste (IPC-X) se aplica a una canasta de productos, entendiendo por productos a las categorías tarifarias, en Argentina el ajuste se suele realizar para cada categoría.


Bajo el sistema de regulación vigente en Inglaterra y Gales, el precio medio de una canasta predeterminada de productos no puede aumentar más que lo permitido por la fórmula, dejándose librado a cada distribuidora el establecer su estructura interna de tarifas. Operativamente, al comienzo del período "t" cada distribuidora fija sus precios en base a una proyección de la inflación esperada y el X es fijado por el Regulador. El control es necesariamente ex-post y de haberse superado el nivel autorizado, en el siguiente período de control se debe reintegrar la diferencia a los usuarios.

Cabe entonces analizar si el proceso de revisión tarifaria va a mantener la forma actual o si adoptará alguna forma de control de canasta de servicios como la utilizada en el Reino Unido o alguna forma intermedia.

El problema de la estructura tarifaria no se limita a la relación de los distintos cargos incluidos en el cuadro tarifario, sino que abarca otras dimensiones. La categorización de los usuarios y la diferenciación geográfica son dos aspectos importantes que deben ser analizados.

Excepto en un esquema de regulación que deje totalmente en manos de las distribuidoras todos los aspectos de la estructura tarifaria, es necesario que las autoridades definan a priori algunos lineamientos que guíen el proceso de revisión.

Si bien desde el punto de vista de la eficiencia económica aparece como claramente justificado el adoptar tarifas diferenciadas, el indudable impacto político que tiene una medida de este tipo requiere de un análisis previo detallado. También se debe

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 52
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

destacar que la normativa propicia tarifas que reflejen costos y prohíbe subsidios cruzados lo que llevaría a la diferenciación mencionada.


Nuevamente, el impacto socio-político de una decisión de este tipo merece consideración por parte no ya solo del Regulador (a quien la ley asigna la responsabilidad de definir cuáles son los factores relevantes para la discriminación tarifaria) sino también de las autoridades encargadas de la política sectorial.

Independientemente del criterio que se adopte, tarifas homogéneas dentro de cada distribuidora o diferenciación completa, resulta claro que es de suma importancia conocer los costos de prestación de cada servicio en cada tipo de área. Los estudios a encarar por lo tanto deben buscar evaluar con el mayor grado de detalle posible (atento siempre a la relación beneficio-costos) los costos de prestación del servicio en cada zona y tipo de consumo de la totalidad del área concesionada. A este respecto parece deseable encarar estudios que tomen como base áreas homogéneas. Esto requiere una serie de pasos tales como identificación de determinantes de costos que definan áreas homogéneas (desde el punto de vista de la distribución eléctrica), división del área de concesión en sectores que se correspondan con dichas áreas homogéneas, selección de áreas representativas de cada tipo y estudio en detalle de cada una de ellas.

Niveles de Calidad

Otro de los elementos a considerar en el proceso de revisión tarifaria es el que hace a los niveles de calidad mínimos a ser exigidos a las distribuidoras. Obviamente, la introducción de un precio o ingreso máximo induce la reducción de costos, pero en sí mismo nada dice respecto de la calidad del servicio. Más aún, si no hay restricciones específicas una de las formas de reducir costos puede ser la de reducir la calidad del servicio. Por lo tanto, la regulación por precios o ingresos máximos debe contemplar un conjunto de estándares mínimos de operaciones y calidad como obligaciones de servicio.

Dada la fuerte interdependencia que existe entre las tarifas y la calidad la revisión periódica de tarifas no puede ignorar el tema de la calidad a ser exigida a las distribuidoras. Al igual que en el análisis de la tarifa en sí mismo, el análisis del tema calidad comprende diversas facetas. Por un lado, se debe considerar los niveles de calidad a ser exigido en cada una de las dimensiones controladas (calidad servicio técnico, calidad de producto técnico, calidad servicio comercial). Por otro lado, la uniformidad de los niveles de calidad exigidos entre distribuidoras y al interior de cada distribuidora es otro aspecto que necesita ser considerado. Es claro que esto no es

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 53
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

independiente de ninguna manera de las decisiones que se tomen respecto de la uniformidad o no de las tarifas.

La interrelación directa entre tarifa y calidad viene dada por las penalizaciones que las distribuidoras reciben al no alcanzar los niveles de calidad exigidos. El análisis de estas sanciones es entonces un elemento ineludible al momento de realizar la revisión tarifaria. Cabe aquí la misma división que en el tema tarifas. El tema sanciones abarca tanto un problema de nivel (en este caso particular asociado al valor de la energía no suministrada) y uno de estructura.

Relaciones con otros sectores

Parte del proceso de revisión tarifaria involucra necesariamente el analizar las relaciones entre la distribución eléctrica y el resto de los segmentos de la industria. Dentro de estos conceptos, el traslado directo de costos de generación y las ampliaciones del transporte son dos temas que requieren ser analizados en el proceso de revisión tarifaria.


Uso Racional de la Energía

Las tarifas en la industria del abastecimiento de electricidad cumplen dos funciones: generar ingresos para financiar las operaciones y las inversiones; y revelar los costos de decisión de los participantes en la industria con el fin de promover la eficiencia en la asignación de recursos.

Por lo tanto, los intereses principales del Regulador son la determinación del nivel de ingresos requeridos por las distribuidoras para brindar servicios eficientemente; proveer incentivos para aumentar la eficiencia y disminuir los costos e incentivar el abastecimiento no discriminatorio.

Con el fin de generar incentivos para una distribución eficiente de la electricidad y proveer ingresos adecuados a distribuidoras eficientes, la regulación debe cubrir dos áreas principales:

- Regulación del nivel de ingresos recolectados por las distribuidoras, con el fin de prevenir las ganancias excesivas debido a la estructura monopólica del negocio;
- Regulación de la estructura de precios, para asegurar el uso eficiente de las redes.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 54
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

El nivel y la estructura de manera conjunta revelan el uso eficiente de los recursos hoy y los niveles de inversión eficientes para el uso futuro de la energía.



Un punto clave en la regulación de precios es que los controles de precios deben ser fijados de forma tal que los costos incurridos de forma eficiente por las distribuidoras reguladas puedan ser cubiertos. Los diferentes componentes de estos costos, con la posible excepción del retorno o costo de capital permitido, son bien conocidos. El punto clave para el regulador es establecer si las distribuidoras incurrieron en estos costos de forma eficiente.

Existen diferentes métodos de estimación de los niveles eficientes de costos. Uno de ellos es a través de un análisis detallado de los mismos. De acuerdo a la experiencia internacional, los intentos del regulador de comportarse como un “directorio de segunda instancia”, por ejemplo, a través de un análisis detallado llevado a cabo por su gerencia y por consultores, no han sido en general efectivos. De esta manera el regulador establecerá estos costos incorrectamente y por lo tanto no incentivará a las distribuidoras a reducir costos.

Otro método es el benchmarking del desempeño de las compañías reguladas frente a otras distribuidoras consideradas como referentes -en un mismo país o fuera de él. Este suele ser, cuando se dispone de los datos suficientes, un método más efectivo para estimar los niveles eficientes de costos y la tasa de convergencia de los costos actuales de las distribuidoras a estos niveles eficientes. Existen varias técnicas de benchmarking con diferentes grados de sofisticación, desde la simple medición del costo unitario, como por ejemplo el número de usuarios por empleado, hasta técnicas sofisticadas como el DEA (*data envelopment analysis*) que compara a las compañías según su nivel de insumes (gastos) requeridos para producir un determinado producto (como el número de usuarios abastecidos y la calidad de servicio).

Mientras que el nivel de precios determina si la distribuidora puede recaudar lo suficiente como para hacer frente a sus costos, es la estructura de precios la que determina el uso eficiente de la energía. La estructura revela en el caso de las distribuidoras, cual es la asignación eficiente y cuando producir. En el caso de los consumidores revela cuando y cuanto consumir.

En general, las siguientes reglas pueden ser usadas para brindar señales eficientes del uso de la energía:

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 55
	TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		


- Un cargo por capacidad debe ser establecido para cubrir los costos fijos de abastecimiento de energía (ejemplo, cargos por conexión);
- Un cargo por energía debe ser establecido para cubrir los costos variables de abastecimiento de energía (ejemplo, operación y mantenimiento).

Es el cargo por energía el que revela tanto a los productores como a los consumidores si se debe usar más o menos energía. Existen diferentes maneras de especificar este cargo con el fin de crear nuevas maneras de señalización del uso eficiente de la energía:

- Tarifas horarias: la demanda de electricidad tiende a variar durante el día mientras que la potencia disponible se mantiene relativamente constante. Consecuentemente, las tarifas deberían ser más altas en el horario pico, y menores en los horarios no pico. Este tipo de estructura revela a los consumidores cuando disminuir su demanda y a los productores cuando aumentar la oferta.
- Tarifas estacionales: tanto los costos como la demanda de electricidad varían a lo largo del año (ejemplo, el uso de aire acondicionado en el verano aumenta la demanda). De esta forma, es apropiado revelar a los productores la necesidad de una mayor producción y a los consumidores la necesidad de ahorrar energía mediante el aumento de tarifas en aquellos períodos del año donde la demanda es alta.

Mientras que esta estructura de precios genera señales eficientes, existe una pregunta fundamental referente a si el regulador debe participar en la fijación de las estructuras de tarifas; porque, generalmente se espera que las distribuidoras por si solas varíen los precios según el nivel de demanda. Por otra parte, el regulador intervendrá si concluye que las distribuidoras usan la estructura de precios para reducir la competencia o si las distribuidoras no fijan las tarifas de forma eficiente porque no están totalmente expuestas a los efectos negativos de una mala señalización de los costos de la electricidad.

En un extremo, un enfoque predice que el regulador debe solo concentrarse en fijar los ingresos permitidos. Bajo estas condiciones la estructura de precios es fijada por las distribuidoras, sujeta a que las tarifas no pueden discriminar entre usuarios de las redes con estructura de costos similares. En el otro extremo, se considera a la estructura tarifaria como un componente importante en cuanto al acceso a redes y por lo tanto el

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 56
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

regulador debe determinar no solo el nivel sino también la estructura de precios, tal como es usual en Argentina.

En la práctica, casi todos los reguladores se sitúan entre estos dos extremos, dejando que la distribuidora determine la estructura detallada de precios con algún tipo de orientación por parte del regulador, controlando la consistencia con los requerimientos regulatorios e investigando sí la estructura atenta contra cierto tipo de usuarios.


Una vez descrita la estructura de tarifas, hay algunos factores que deben ser considerados: la adopción de un marco operativo claro y coherente para minimizar la incertidumbre, evitar procedimientos e investigaciones regulatorias costosas y asegurar que las obligaciones son (o sean) cumplidas.

3.1.3. Etapas del Estudio Tarifario

Para llevar adelante una RTI eficiente, es recomendable y usual considerar las siguientes etapas en el estudio tarifario:

- i) Campaña de medición.
- ii) Régimen de calidad.
- iii) Análisis del mercado y proyección de demanda eléctrica.
- iv) Cálculo de la tasa de costo de capital.
- v) Determinación de los costos eficientes de estructuras e instalaciones típicas.
- vi) Cálculo del valor agregado de distribución (VAD):
 - Costo de capital asociado a la base de capital y a las inversiones en la red.
 - Consideración de valores estándares de pérdidas técnicas de energía y potencia.
 - Costos de operación y mantenimiento (gestión de las redes).
 - Costos de gestión o administración de la empresa asociados a la prestación del servicio de redes.
 - Costos asociados al usuario, independientes de su demanda (gestión comercial de la actividad).
- vii) Requerimientos de ingresos del prestador del servicio de distribución.
- viii) Determinación del cuadro tarifario y verificación del ingreso requerido.

i) Campaña de Medición

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 57
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

El objetivo de un estudio de caracterización de la demanda (o campaña de medición) es la obtención de la información que permita, posteriormente, realizar una correcta asignación de los costos de distribución a distintos grupos tarifarios. Es primordial la identificación de grupos de usuarios de la distribuidora a los que pueda asociarse una modalidad de consumo similar (similar participación en los costos de la distribuidora).

El conocimiento y caracterización de los usuarios del sistema de distribución, y la determinación de sus modalidades de consumo, son aspectos especialmente críticos en los estudios tarifarios. En efecto, la integración de las demandas de los diversos sectores de consumo, causantes de los requerimientos de inversión en el sistema; las clasificaciones resultantes de los grupos de usuarios y los costos que debe afrontar cada uno de ellos son fuertemente dependientes de tal caracterización.

Cada sistema de distribución tiene características propias en cuanto a la composición de sus usuarios (residenciales, comerciales, industriales, agrícolas, etc.), e incluso en cuanto al modo de comportamiento de los mismos respecto a la demanda de potencia al sistema. Estas características, representadas a través de curvas típicas y parámetros específicos, influyen en forma directa no solo en la clasificación de los usuarios en grupos, sino especialmente en la forma y magnitud en que cada uno de ellos es responsable de las necesidades de inversión en el sistema y del modo en que tales responsabilidades se trasladan a las tarifas.



Para poder determinar estas características es necesario disponer de las mediciones a nivel de usuarios finales (individuales y agrupamientos característicos) realizadas a través de una campaña de medición adecuada.

El diseño de la campaña debe tener en cuenta que se pretende determinar, básicamente, los siguientes aspectos del sistema de distribución:

- Identificación de distintos grupos de consumo.
- Caracterización de dichos grupos a través de curvas de carga típicas y parámetros característicos.

La caracterización de los grupos mencionados se debe realizar teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Estacionalidades
- Demandas máximas

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 58
	TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

- Consumos medios
- Estructura de consumo de energía (pico, valle, resto)
- Factor de carga
- Factores de coincidencia y simultaneidad

Los resultados de la campaña se validan, en general, a través de datos de potencia y energía externos a la misma.

ii) Régimen de Calidad

En general, el control de la calidad del suministro eléctrico que brindan las distribuidoras de energía eléctrica a sus usuarios se lleva adelante considerando metodologías de control vinculadas con los siguientes aspectos:


- Calidad del Servicio Técnico
- Calidad del Producto Técnico
- Calidad del Servicio Comercial

La Calidad de Servicio Técnico (continuidad del suministro) se caracteriza por la determinación de índices globales de calidad que permiten evaluar la continuidad del servicio y cuantifican la ocurrencia de las interrupciones del suministro (frecuencia y duración de interrupciones). Del control realizado se establecen penalizaciones a la empresa distribuidora por la energía no suministrada.

La Calidad del Producto Técnico (calidad de la onda de tensión) comprende aspectos relacionados con el control del Nivel de Tensión y las Perturbaciones presentes en el punto de suministro. Del control realizado resultan las penalizaciones a la empresa por la energía entregada con mala calidad (producto mal suministrado).

La Calidad del Servicio Comercial (atención comercial), tiene en cuenta los tiempos de respuesta de la empresa a diferentes pedidos de los usuarios (pedidos de conexión y reconexión, reclamos, etc.), como también aspectos relacionados con la facturación y la atención comercial.

En cada RTI es necesario y oportuno revisar las distintas normativas, pautas y/o procedimientos tendientes a ir incrementando los niveles de calidad en general; esencial en un esquema regulatorio basado en eficiencia justamente.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 59
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

En particular, para TDF en este estudio se propone una guía de cómo se podría instrumentar un régimen de calidad provincial, como se detalla en el Capítulo 6.

iii) Análisis del Mercado y Proyección de la Demanda Eléctrica


En cada RTI, se debe realizar una estimación y proyección del consumo de energía, cantidad de usuarios y potencia de los usuarios para cada distribuidora y áreas. Para ello pueden considerarse distintos escenarios y se suelen utilizar distintas metodologías: extrapolación histórica, modelización econométrica, modelos estadísticos, etc. o combinaciones de ellas. Se utilizan aquellas metodologías que se consideran más adecuadas para la calidad y disponibilidad de datos para el caso bajo estudio.

El consumo de energía eléctrica tiene algunas particularidades que deben ser consideradas previo a su estimación. Asimismo, cuando se realizan proyecciones del consumo de energía eléctrica se suelen utilizar series de tiempo, una colección de variables aleatorias con un orden determinado por el tiempo (procesos estocásticos ordenados en el tiempo). Para la estimación se suelen utilizar criterios respaldados no solo por la práctica regulatoria, sino también por la teoría econométrica, considerando aquellas metodologías que se consideran más adecuadas para la calidad y disponibilidad de datos para el caso bajo estudio.

iv) Tasa de Costo de Capital

La determinación del costo de capital reviste gran importancia por cuanto su correcta estimación permitirá a la distribuidora cubrir todos los costos económicos para la prestación del servicio de distribución, incluida una tasa de rentabilidad justa y razonable. Una sobreestimación de la misma llevará a las empresas a obtener beneficios mayores a los adecuados y una subestimación a incurrir en pérdidas. El nivel adecuado significa en consecuencia que se asegura la sustentabilidad del negocio en el largo plazo, garantizando así la atracción de capital necesaria para realizar las inversiones para la renovación de los activos de las distribuidoras al fin de su vida útil como así también orientadas a la expansión del servicio.

La definición dada corresponde al concepto de costo de oportunidad del capital, y en el contexto de un estudio de RTI, a la tasa mínima, o retorno, que requiere una inversión para atraer fondos hacia el sector regulado. Debe contemplarse que la tasa a determinar se debe corresponder con actividades de riesgo comparable. Por lo tanto, resulta necesario contemplar tanto la estimación del rendimiento de una inversión como el nivel de riesgo comparable con otras industrias a nivel nacional o internacional.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 60
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

La literatura de las finanzas corporativas recurre a un modelo ampliamente utilizado y aceptado también en la práctica regulatoria, modelo que permite estimar el costo de capital promedio ponderado, bajo el supuesto que las distribuidoras se financian tanto con capital propio como con deuda de terceros. Este modelo es conocido como WACC-CAPM (por sus siglas en inglés).

Este modelo permite estimar el costo de capital promedio ponderado (WACC - *weighted average cost of capital*), bajo el supuesto que las empresas se financian tanto con capital propio como con deuda de terceros, y adopta la siguiente forma:

$$WACC = k_d(1 - t)\frac{D}{A} + k_e\frac{E}{A}$$

Donde:

k_d : costo de la deuda de largo plazo

t : impuesto a la renta

D/A : peso ponderado de la deuda respecto del activo total

k_e : costo del capital propio

E/A : peso ponderado del capital propio respecto del activo total

Respecto al costo del capital propio k_e , el modelo de asignación de precios de activos de capital (CAPM - *capital asset pricing model*) es la teoría más frecuentemente utilizada. Este modelo expresa que la tasa de descuento tiene tres componentes básicos: una tasa libre de riesgo, que toma en cuenta el valor tiempo del dinero, una tasa de retorno que ha de compensar el riesgo adicional de la inversión por el tiempo de actividad y el riesgo país. La ecuación para el cálculo del k_e es la siguiente:

$$k_e = r_f + \beta (r_m - r_f) + r_p$$

Donde:

r_f : tasa libre de riesgo


β : coeficiente de riesgo sistemático

r_m : retorno de una cartera diversificada de acciones

$(r_m - r_f)$: prima de riesgo de mercado

r_p : tasa de riesgo país

Para determinar la tasa regulada mediante el modelo CAPM se deben determinar los parámetros que intervienen en su cálculo.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 61
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Para el cálculo de la tasa libre de riesgo se suele analizar la tasa de los bonos del tesoro de EEUU al momento de la valuación teniendo en cuenta la vida útil promedio de los activos.

Para obtener la prima de riesgo de mercado se suelen revisar las series históricas de precios del índice Standard and Poors 500 (S&P 500) como así también de los bonos libres de riesgo.

Debido a que no se cuenta con valores del coeficiente β de empresas eléctricas de la República Argentina, se recurre, por comparación, a valores estimados en otros mercados, como es el caso de los Estados Unidos o Europa.

El riesgo país se evalúa en función del índice de EMBI+ JPMorgan y otras metodologías utilizadas en países emergentes.

Para el cálculo del costo de la deuda se recurre a tasas efectivas concedidas a la empresa o a valores predeterminados de empresas de riesgo similar.


Para la estructura de deuda se toman datos promedios de la industria en Argentina y a nivel internacional como por ejemplo los datos publicados por Damodaran.

La tasa del costo de capital debe ser establecida por normativa con o sin límites de variación. Para el caso particular de TDF, se recomienda establecer una tasa real antes de impuestos en un rango de entre 8% y 14%; debiendo ser calculada en cada RTI o bien adoptando un valor medio en ese rango (teniendo en cuenta la situación o contexto macroeconómico actual y previsto en cada RTI).

v) Costos Eficientes de Estructuras e Instalaciones Típicas

Para determinar el nivel tarifario de las distribuidoras, es necesario calcular los costos de estructuras e instalaciones típicas que forman parte del sistema eléctrico bajo estudio. Estos costos son utilizados en distintas etapas del proceso de RTI y en particular para determinar la Base de Capital.

Se revisan los típicos constructivos en vigencia considerando las particularidades del área de servicio de cada distribuidora en la medida de la información y tiempos disponibles, el grado de adecuación de los mismos a las Normas de la AEA y las normas técnicas que rigen las obligaciones de los usuarios respecto a la vinculación con el sistema de distribución.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 62
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Se tiene por objeto analizar los criterios para la determinación de los costos de las instalaciones típicas normalmente utilizadas en las redes de baja, media y alta tensión de los sistemas eléctricos de distribución, para su posterior aplicación en el proceso de determinación de las tarifas.

El costo de las instalaciones típicas se determina a partir de la estimación de los costos directos e indirectos incidentes sobre cada típico constructivo de acuerdo al siguiente detalle de los factores que los constituyen:

- Costos Directos: materiales, mano de obra, equipos, fletes, seguros.
- Costos Indirectos: terrenos, servidumbres, obrador, imprevistos, dirección.
- Gastos Generales: impuestos, permisos y tasas, otros costos de gestión.


vi) Valor Agregado de Distribución (VAD)

El concepto de VAD podría resumirse como: “El valor agregado de distribución está constituido por los siguientes costos que tendría una distribuidora eficiente, para prestar el servicio de distribución de energía eléctrica en su zona de concesión: costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución, excluyendo los costos de medición, facturación y atención a los clientes (costos comerciales); el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución; el costo de depreciación de sus bienes; y el costo correspondiente a la oportunidad que debe tener el concesionario de obtener una tasa razonable de rentabilidad sobre sus inversiones”.

El VAD puede ser determinado haciendo uso de distintos criterios para determinar sus componentes principales (anualidad de inversiones y gastos/ costos). Todo ello, por supuesto, adicionalmente a la fijación de la tasa de rentabilidad justa y razonable y a algunos otros componentes de costo tales como ciertos gastos particulares, capital de trabajo, incobrables/ mora, impuestos si los hubiere, etc.

En lo que respecta a los gastos (de administración, comercialización y operación y mantenimiento) básicamente se reconocen tres propuestas, a saber:

- Desarrollando una organización modelo eficiente para prestar los servicios requeridos, valorizándola a precios de mercado;
- Adoptando porcentajes razonables, y usuales, respecto al valor de los activos;
- Determinando los valores correspondientes por comparación con empresas distribuidoras eficientes.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 63
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

En general, en Argentina se emplea el primer modelo de “organización eficiente”, teniendo en cuenta un aspecto importante como son los convenios colectivos de trabajo que fijan las bases de sueldos del personal. En este sentido, se recomienda para TDF utilizar este mismo modelo.

En cuanto a la Base de Capital, a partir de la cual resultan los montos de las anualizaciones como expresión de la remuneración del capital y amortizaciones, las propuestas usuales son:

- a) Flujo de Fondos Descontados (FFD)
- b) Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

a) Flujo de Fondos Descontados


Se considera el flujo de inversiones que tendrá la empresa a lo largo del tiempo y las inversiones ya realizadas descontando adecuadamente las depreciaciones; esto es el valor inicial de los activos y se descuenta al final del período de revisión tarifaria el valor final de tales activos. En este sentido, es crucial contar con “el valor inicial de los activos” al momento de la concesión del servicio de distribución. Para evitar eventuales ganancias o pérdidas de capital a la distribuidora, el VAD debe asegurar que el flujo de caja para la tasa de rentabilidad justa y razonable sea igual a cero.

b) Valor Nuevo de Reemplazo

Esta propuesta consiste en valorizar a nuevo los activos de la distribuidora, considerando una empresa modelo eficiente (red adaptada) para prestar el servicio de redes con los niveles de calidad y confiabilidad preestablecidos. Se puede calcular solo para el año base o para cada año del período tarifario y luego se lo lleva a valor presente. Este el modelo que se remienda en particular para TDF. Al ser una medida del costo medio, puede presentar el inconveniente de la medida del grado de adaptación de la empresa modelo eficiente desarrollada. En tal sentido es muy dependiente de los criterios de ingeniería adoptados.

Criterios Generales para la Determinación del VAD

- Consideración de valores estándares de pérdidas técnicas de energía y potencia. Las pérdidas técnicas, de potencia y energía, son el resultado del proceso de determinación de las inversiones y compatibilización del funcionamiento técnico del sistema en su conjunto. Se obtienen de estimaciones a partir de equipamientos típicos y de cálculos en la red.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 64
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Pérdidas no técnicas: Se analizan las estrategias de la distribuidora para su control y reducción. Resultan técnica y económicamente casi imposible de eliminar. Internacionalmente se estima entre el 1 y el 1,5%.

- Costos de operación y mantenimiento (gestión de las redes).
Son aquellos que ocasionan las tareas de operación de la red y ante condiciones de fallas o acciones programadas y los gastos que se incurren por mantenimiento, reparaciones y adecuación de los componentes y/o instalaciones del sistema.
- Costos de gestión o administración
Se relacionan con la estructura de la organización central de la distribuidora (niveles de dirección, gerencias y áreas de administración general). No pueden ser imputados directamente a OyM ni comercial.
- Costos asociados al usuario (gestión comercial de la actividad).
Se relacionan con la facturación, su medición, lectura entre otras actividades comerciales.


vii) Requerimientos de Ingresos de la Distribuidora

En base a los puntos anteriores se determina el requerimiento de ingresos, que permita la determinación del “Costo de Distribución” para el año base considerando en forma particular cada uno de sus componentes, esto es:

- Costos de capital asociado a la base de capital y a las inversiones en la red necesarias para el abastecimiento de la demanda, para el quinquenio en estudio, con los niveles de calidad y confiabilidad requeridos.
- Costos de explotación, conformados por los siguientes costos:
 - Costos de operación y mantenimiento
 - Costos de administración
 - Costos comerciales
- Consideración de valores estándares de pérdidas técnicas de energía y potencia en sistemas de distribución eficientes.
- Costos indirectos debidos a la propia gestión de la distribuidora.

Los activos (capital) más importantes que una distribuidora posee son:

- la red de distribución que incluye alta, media y baja tensión hasta los usuarios;
- las estaciones transformadoras y centros de transformación;

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 65
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

- los costos de infraestructura para atender la administración y comercialización de los diferentes tipos de usuarios.

La asignación de los costos de la red de distribución a los usuarios (inversiones en redes de MT, BT, estaciones) se realiza en base a la responsabilidad que le cabe a cada tipo de usuario en las ampliaciones de tales instalaciones. Dado que tales ampliaciones son motivadas por la potencia máxima sobre las mismas, resulta que los ponderadores necesarios para asignar tales costos son el grado de participación de la demanda máxima coincidente de cada tipo de usuario respecto de la demanda máxima total del nivel, o estadio, de que se trate.


El mismo ponderador puede utilizarse para distribuir los otros costos (operación, mantenimiento y administración). Con ello se determina el requerimiento de ingresos del año base (primer año del quinquenio en estudio). Esto debe corresponderse con una tarifa que asegure el mínimo costo para el usuario, compatible con la obligatoriedad de suministro y la calidad de servicio establecida, así como la necesaria rentabilidad de la distribuidora que asegure su continuidad en la prestación del servicio.

Luego resulta posible calcular los costos de distribución para cada año del nuevo periodo tarifario considerando la vida útil de las instalaciones y la tasa de actualización correspondiente. Obtenidos los costos de explotación para el año base y el VNR se proyectarán los mismos para cada uno de los años del periodo tarifario y se descontarán teniendo en cuenta la tasa de costo de capital estimada.

O bien, lo que viene resultando más acorde en contextos inflacionarios, se calcula solo el VAD para el año base y se dejan establecidas las pautas de actualización/indexación para el quinquenio. Como ser, actualizar el VAD aprobado para el primer año de manera anual o semestral (o incluso trimestral, en consonancia con la actualización de los precios estacionales del MEM), a partir de una cláusula gatillo, basándose en índices típicos y representativos del sector publicados por el INDEC.

Finalmente, teniendo en cuenta la energía facturada proyectada y los ingresos requeridos se puede estimar costo medio de distribución dando como resultado un costo por kWh. Con la desagregación de costos se obtiene por rubro y nivel de tensión.

viii)Determinación del Cuadro Tarifario

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 66
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

La adición de los costos externos a la distribuidora (costos de abastecimiento del MEM y aquellos originados por factores externos no controlados por ella) a los costos propios de distribución permite, a través de un procedimiento adecuado que refleje el comportamiento de los usuarios, obtener el cuadro tarifario a aplicar. El mismo se caracteriza por un nivel y una estructura tarifaria.

El nivel del cuadro tarifario es el precio medio o tarifa media de venta, lo cual define los ingresos de la distribuidora.


La estructura del cuadro tarifario es la relatividad de los precios o, en general, la diferenciación de las tarifas según los componentes de consumo y demanda, nivel de tensión de suministro, clase de consumo, estación del año, periodo del día, localización del consumidor, etc.

Los criterios básicos a utilizar para el reconocimiento de los costos externos a la distribuidora (abastecimiento, MEM) se basan en analizar mecanismos que transfieran a los usuarios costos emergentes de una gestión eficiente de los mismos por parte de la distribuidora, de tal manera que los usuarios reciban señales de precio claras respecto de sus opciones de consumo y que el margen bruto de distribución permanezca invariable frente a variaciones de precios que la distribuidora no pueda controlar. Esto es, verificación de neutralidad de traspaso de costos y producido tarifario.

El costo propio de distribución debe ser asignado a las distintas etapas de la red de acuerdo a un análisis de la incidencia horaria de la demanda; esto es, la responsabilidad de la demanda por su presencia en los distintos periodos horarios y la correspondiente asignación de los costos (curvas típicas de las redes de cada etapa o nivel del sistema).

Los costos por suministro de potencia y energía dependen de los horarios en que son requeridos. Debido a ello surge la necesidad de realizar ciertas hipótesis en cuanto al nivel de demanda y la participación en los distintos horarios en el consumo de energía, según agrupamientos con características comunes de los usuarios.

Dadas estas características, es que se agrupan conjuntos de usuarios con similares modalidades de consumo que dan origen a las distintas categorías tarifarias. A su vez, dentro de cada categoría, se realizan agrupamientos menores con el objetivo de lograr una representación adecuada de cada grupo de usuarios sin conducir a un esquema complejo.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 67
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Los costos de distribución y de abastecimiento se asignan, por lo tanto, a los parámetros tarifarios basándose en las modalidades características de participación de las curvas de carga de los usuarios en el uso de la capacidad de las redes del prestador y en los requerimientos de compra al MEM. Dichas modalidades resultan de la campaña de medición o bien de la información disponible (del propio mercado u otros similares) que caracterice adecuadamente el mercado de la distribuidora en estudio.

En el caso particular de los usuarios con medición simplificada (pequeños usuarios) para asignar los costos de suministro a los parámetros tarifarios, se determinan las curvas de costos y/o de potencia en función de la energía (en base a las curvas típicas por categoría de usuario) y a partir de la linealización de la mismas, los cargos fijos y variables.



3.2. Reordenamiento del Marco Regulatorio

3.2.1. Sobre la Necesidad de Legislar un Marco Regulatorio

Razones de previsibilidad normativa e integración regulatoria avalan la necesidad de dictar una ley local que contenga el marco regulatorio de la actividad de generación, transporte y distribución eléctrica, jurisdiccionalmente sujeta a la autoridad provincial; esto es, toda actividad inherente al sector que no se encuentre alcanzada por la jurisdicción nacional. El derecho público provincial comparado es pródigo en ejemplos que pueden ser tomados como base de construcción de la norma a dictarse.

La ley N° 45 (1992), mediante la cual la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, adhirió a los objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución contenidos en la ley N° 24.065, en términos de política general, según las previsiones de la Constitución provincial; importa un instrumento que, con relación al tema examinado, presenta dos aristas relevantes:

- a) Por un lado, su propósito, acotado, implícito y pragmático, radica en el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 70, inc. b) de la ley federal que estatuye el marco regulatorio eléctrico nacional, a efectos de calificar para coparticipar del Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales.
- b) Por otro, la constitución del MEMSTDF (Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema de Tierra del Fuego, 2021) importó la adhesión particular a los principios tarifarios establecidos para transportistas y distribuidores de jurisdicción nacional, conforme lo dispuesto en los artículos 40 y 41 de la ley

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 68
	TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

24.065. Esto implica que, aun en ausencia de una regulación integral de la distribución, median bases fundamentales para delinear una política tarifaria en materia de distribución eléctrica.

Sin perjuicio de lo mencionado ut – supra, un marco regulatorio integral debe contener reglas básicas que permitan:


- Definir a los actores del mercado eléctrico, estableciendo el plexo de sus obligaciones;
- Establecer principios normativos en materia tarifaria;
- Crear una autoridad regulatoria;
- Reglar los derechos de los usuarios y normar pautas de calidad del producto y del servicio técnico;
- Establecer criterios legales de control administrativo y jurisdiccional de las decisiones del regulador;
- Fijar un régimen de contravenciones y sanciones relativo a la actividad normada por la ley que establece el marco regulatorio.

Considerando que las cuestiones referidas en a), b), d) y f) aluden a aspectos abordados en otras partes de este informe, por razones de pertinencia se desarrollarán infra las propuestas vinculadas con los apartados c) y e). De modo previo, se abordará la cuestión relativa a la situación de la DPE, en el marco de un potencial mercado eléctrico localmente regulado.

3.2.2. Sobre las Posibles Formas Jurídicas a Asumir por la DPE

Las normas regulatorias que en los años ´90 delinearon los mercados eléctricos nacional y locales previeron, según el signo de tal momento económico, una gestión operativa provista por empresas del sector privado, en respuesta directa al dirigismo que había caracterizado la década anterior. En sentido contrario, la experiencia regulatoria posterior a la declaración de default soberano, en el año 2002, redundó en un regreso a las formas de gestión pública, o bien, de alta intervención estatal en las políticas del sector, con particular acento en los aspectos tarifarios.

Sin perjuicio de lo consignado en el numeral anterior, la situación de la Provincia de TDF es singular, pues, según se expuso en un informe anterior, mediante la ley N°117 del año 1978 se proveyó a la creación de la Dirección Territorial de Energía (luego Dirección Provincial de Energía), con un propósito evidente de fomento y desarrollo

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 69
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

territorial. La DPE es una persona jurídica pública estatal (artículo 146 inc. a) CCyC), creada como entidad autárquica anidada dentro de la autoridad centralizada Secretaría de Planificación en Desarrollo Energético (cfr. decreto 1059/23).

Dentro del marco de referencia anterior, cabe analizar las siguientes alternativas a efectos de otorgar a la DPE una configuración normativa acorde a un modelo regulatorio actual:

- a) Profundizar su **descentralización autárquica** en los aspectos económico-financiero y técnico-burocrático a fin de garantizar: i) El cumplimiento eficaz de sus cometidos con dotación presupuestaria suficiente; ii) La aptitud profesional de sus cuadros.
- b) Proveer su descentralización empresarial bajo el formato de **Sociedad del Estado**. Pese a la rigidez del modelo legal, esto permitiría enfatizar su gestión autónoma.
- c) Avanzar hacia una descentralización a modo de **SABIE** (sociedad anónima bajo influencia estatal), dotándola de la flexibilidad propia del mercado en lo que respecta al acceso al crédito, los mecanismos de contratación y la gestión.
- d) Optar por la gestión privada, mediante la apelación a un contrato de concesión de servicio público.


En términos factuales y de posibilidad evolutiva, es dable estimar que la opción prevista en a) constituye la forma que cuenta con mayor viabilidad real; sin perjuicio de que el escenario político-económico pueda mutar en el corto plazo, abriendo nuevos horizontes en términos de privatización que reserven a la DPE un rol diverso al actual.

3.2.3. Sobre la Forma Jurídica de la Autoridad Regulatoria

En torno a este punto existen dos modelos parcialmente antagónicos: i) El modelo de control por medio de autoridades administrativas centralizadas (Ministerio o Secretaría de Energía); ii) El modelo de control por vía de agencias o entes reguladores.

A su turno, el modelo de control por vía de agencias reguladoras reconoce dos sub tipos: i) El modelo de ente regulador único; ii) El modelo de ente regulador específico.

El modelo de control centralizado y jerárquico se impone en aquellos casos en que la distribución eléctrica está a cargo de la propia administración; asumiendo la forma de control de tutela, en casos tales como el examinado, donde la gestión es

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 70
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

desempeñada por una descentralización autárquica. La principal dificultad que plantea el control centralizado radica en la influencia, a veces decisiva, de la política agonal en las decisiones regulatorias de inversión, gestión y control. Esta influencia se ve justificada jurídicamente mediante el ejercicio de recursos administrativos (jerárquico o de alzada, según el caso) que permiten un control amplio, tanto de legalidad cuanto, de oportunidad, de las decisiones del ente burocrático a cargo de la distribución.

Por las razones antes expuestas, la instrumentación de un nuevo marco regulatorio demanda la **creación de un ente regulador dotado de competencias específicas** (v. gr. San Juan); o bien, facultar a un ente regulador único (en caso que la provincia lo tuviese creado – v. gr. Salta) de facultades en relación con la regulación de esta industria específica.

Es claro que la instauración de un ente regulador demanda gestión de la distribución bajo formatos no administrativo centralizados. Además, el modelo de agencia reguladora aparece como apropiado a la situación examinada, en la cual existe también un operador cooperativo de la distribución en la ciudad de Río Grande. La instrumentación de las políticas de calidad y de usuarios y la implementación de un esquema tarifario transparente dependen, en gran medida, de la existencia de un ente de control experto.

Finalmente, el modelo de agencia permite acotar la revisión judicial mediante esquemas procedimentales que favorezcan el diálogo y la participación de las distribuidoras en el diseño de las políticas del sector.


3.3. Régimen Tarifario y de Suministro Provincial

3.3.1. Necesidad de Reordenamiento

Visto los Documentos:

- ANEXO II DECRETO N° 3211/11 - Régimen Tarifario de aplicación actual, Cooperativa Río Grande.
- ANEXO I DECRETO N° 1545/2008 - Reglamento del Servicio / Régimen de Suministro, DPE.

Es de notar que ambos documentos se complementan para ordenar las acciones, característica y normas que regulan el Sistema Tarifario Eléctrico, los derechos y

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 71
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

obligaciones de las partes que componen las tarifas eléctricas en la provincia de Tierra del Fuego (TDF), Antártida e Islas del Atlántico Sur.

A partir de su análisis, se recomienda la necesidad de:

- Generar un único Documento que contenga al Régimen Tarifario y al Régimen de Suministro para todos los usuarios de la provincia de TDF.
- Proponer algunas correcciones en primera instancia y posteriormente discutir correcciones y modificación más profunda.

Además, visto las fechas en que se generaron el Decreto 3211/2011 y el Decreto 1545/2008; han transcurrido más de 12-15 años. Dado que esta información es necesaria que sea actualizada periódicamente, en particular en cada RTI; es conveniente que estos documentos estén en un solo documento, que engloben el Régimen Tarifario y al Régimen de Usuarios.

En el siguiente punto se presenta una propuesta de integrar el Régimen de Suministro y Tarifario para toda la provincia TDF, sobre la base de los Documentos ut – supra.

3.3.2. DOCUMENTO UNICO Régimen de Suministro y Tarifario

DOCUMENTO UNICO



NORMAS DE APLICACIÓN

DEL REGIMEN TARIFARIO Y DEL REGIMEN DE SUMINISTRO

Propuesta para todos los usuarios de Tierra del Fuego e Islas del Atlántico Sur (TDFeIAS)

Este Régimen será de aplicación para todos los usuarios de energía eléctrica abastecida por el Servicio Público prestado en la Provincia de Tierra del Fuego e Islas del Atlántico Sur (TDFeIAS), ya sea por la Dirección Provincial de Energía (DPE) o por la Cooperativa de Río Grande (CRG), o cualquier otra Distribuidora que preste sus servicios en la Provincia. Desde el hasta que este documento sea Modificado por la autoridad de aplicación de la Provincia.

Se clasifica a los usuarios, a los efectos de su ubicación en el Cuadro Tarifario, en las siguientes categorías:

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 72
	TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

- **Usuarios de pequeñas demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos es inferior a 10 kW (kilovatios).
- **Usuarios de medianas demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos es igual o superior a 10 kW (kilovatios) e inferior a 50 kW (kilovatios).
- **Usuarios de grandes demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos, es de 50 kW (kilovatios) o más.
- **Usuarios de Minado de Criptomoneda:** Son aquellos, cuya demanda en Baja Tensión o Media Tensión tienen la característica de un consumo con factor de carga cercano a 1 ($F_c \approx 1$) y se dedican exclusivamente a la actividad de "minado de criptomonedas".

CAPITULO 1

1. VIGENCIA DEL REGIMEN TARIFARIO

Este régimen será de aplicación para todos los usuarios de Tierra del Fuego AelAS, desde la entrada en vigencia del DOCUMENTO QUE LO DISPONGA.

2. CLASIFICACION DE LOS USUARIOS.


A los efectos de su ubicación en el Cuadro Tarifario, los usuarios se clasifican en las siguientes categorías.

3. TARIFA N° 1 – PEQUEÑAS DEMANDAS

3.1. La Tarifa N° 1 se aplica para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos no supere los 10 kW (kilovatios). El suministro a los usuarios encuadrados en esta tarifa se efectuará exclusivamente en Baja Tensión.

3.2. Por el suministro de energía eléctrico, con excepción de aquellos suministros encuadrados en la Tarifa N° 1 – A.P., el usuario pagara:

- Un cargo fijo mensual, haya o no consumo de energía.
- Un cargo variable en función de la energía consumida.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 73
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a) y b) se indican en el Cuadro Tarifario Inicial – Anexo I, y se recalcularán según lo que se establece en el PROCEDIMIENTOS PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO aprobado.


3.3. Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo ($\cos \phi_i$) igual o superior a 0,92. La Distribuidora se reserva el derecho de verificar el factor de potencia; en el caso que el mismo fuese inferior a 0,92, está facultada a aumentar los cargos indicados en Inciso 3.2., según se indica a continuación:

Cos. $\phi_i <$ de 0,92 hasta 0,894:	10 %
Desde 0,845 hasta 0,893:	12 %
Desde 0,819 hasta 0,844:	15 %
Desde 0,790 hasta 0,818:	20 %
Desde 0,740 hasta 0,789:	25 %
Desde 0,689 hasta 0,739:	30 %
Desde 0,640 hasta 0,688:	40 %
Desde 0,590 hasta 0,539:	50 %
Desde 0,540 hasta 0,589:	60 %
Desde 0,489 hasta 0,539:	70 %
Desde 0,431 hasta 0,488:	100 %
Desde 0,398 hasta 0,430:	150 %
Desde 0,340 hasta 0,388:	170 %
Desde 0,289 hasta 0,339:	200 %
Desde 0,239 hasta 0,288:	220 %
Desde 0,200 hasta 0,238:	250 %

A tal efecto, la Distribuidora deberá establecer el valor medio del factor de potencia midiendo la energía reactiva suministrada al usuario durante el periodo de facturación, en los horarios de pico más resto.

Si de las mediciones efectuadas de acuerdo al método indicado en el párrafo anterior surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,92, la Distribuidora notificará fehacientemente al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para la normalización del dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anomalía, la Distribuidora estará facultada a facturar los cargos indicados en el Inciso 3.2. más los

 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 74
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

recargos del inciso 3.3 a partir de la primera facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma no sea subsanada.

Para el caso de usuarios con valor medio del factor de potencia para los periodos de pico más resto inferior a 0,60, la Distribuidora, previa notificación al usuario, y al organismo encargado de la Regulación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

3.4. TARIFAS PEQUEÑAS DEMANDA, EN BAJA TENSION

3.4.1 TARIFA 1-R.: Pequeñas Demandas de Uso Residencial

Esta Tarifa se aplicará a los servicios prestados en lugares enumerados a continuación:


- Casas o departamentos destinados exclusivamente para habitación, incluyendo las dependencias e instalaciones de uso colectivo (escaleras, pasillos, lavaderos, cocheras, ascensores, bombas, equipos de refrigeración, o calefacción y utilidades análogas), que sirvan a dos o más viviendas.
- Viviendas cuyos ocupantes desarrollan “trabajos en domicilio”, siempre que en ellas no se atiende al público y que las potencias de los motores y/o artefactos a dicha actividad no excedan de 5 KW en conjunto.
- Escritorios u otros locales de carácter profesional, que forman parte de la vivienda que habite el usuario, en la medida en que dicha actividad sea desarrollada únicamente por el usuario o esté y miembros de su grupo familiar conviviente. El equipamiento eléctrico para el desarrollo de su actividad no deberá exceder la potencia de 5 kW en conjunto.

Cada tarifa se compondrá de un cargo fijo mensual compuesto por dos ítems, que se abonará haya o no consumo, y un cargo variable por unidad de energía consumida. Los ítems del cargo fijo corresponden a:

- Cargo asociado al costo propio de distribución acumulada al nivel de BT y al costo de abastecimiento de potencia.
- Cargo Comercial.

3.4.2 TARIFA 1-G: Pequeñas Demandas de Uso General

Se aplicará a los usuarios de Pequeñas Demandas que no queden encuadrados en las clasificaciones de las Tarifas 1-R.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 75
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Cada tarifa se compondrá de un cargo fijo mensual compuesto por dos ítems, que se abonará haya o no consumo, y un cargo variable por unidad de energía consumida. Los ítems del cargo fijo corresponden a:

- a) Cargo asociado al costo propio de distribución acumulada al nivel de BT y al costo de abastecimiento de potencia.
- b) Cargo Comercial.

3.5. Si la potencia máxima registrada, en más del 30% del total de periodos de facturación dentro de un año calendario, superara el valor 10 kW, tope máximo de demanda para esta categoría de usuarios, la Distribuidora convendrá con el usuario las condiciones de cambio a la categoría correspondiente.

4. TARIFAS N° 2 - MEDIANAS DEMANDAS

4.1. La Tarifa 2 se aplicará para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios de Medianas Demandas, cuya demanda máxima superior a 10 kW e inferior a 50 kW.


4.2. Antes de iniciar la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el usuario por escrito la capacidad máxima de suministro.

Se define como "Capacidad de Suministro" la potencia en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que la Distribuidora pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega.

Los Usuarios con potencias registradas menores a 10 kW tendrán la opción de encuadrarse en la subcategoría T2 CMP, en caso de así considerarlo conveniente, contratando al efecto su máximo requerimiento de potencia anual (aún en el caso que el mismo sea menor que 10 kW).

Para los nuevos suministros, al momento de realizar la contratación de potencia el Usuario podrá solicitar un periodo de prueba, el cual consiste en un periodo de 3 meses durante los cuales se facturará la demanda máxima registrada del suministro. Luego de finalizado el Periodo de Prueba el valor de la demanda convenida podrá ser ajustada no pudiendo variar en más de un 30% del valor declarado inicialmente.

La "capacidad de suministro" convenida por escrito es la potencia máxima que la Distribuidora pondrá a disposición del Usuario en cada punto de entrega, sin discriminación horaria.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 76
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			



El valor convenido será válido y aplicable, a los efectos de facturación, según el acápite a) del Inciso 4.4. Dicho valor tendrá validez por 12 meses consecutivos desde la habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses y hasta tanto el usuario no comunique por escrito a la Distribuidora, su decisión de prescindir parcial o totalmente de la "capacidad de suministro" puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento. Las facturaciones por tales conceptos, son cuotas sucesivas de una misma obligación.

Si una vez cumplido el plazo de 12 meses por el que se convino la "capacidad de suministro", el usuario decide prescindir totalmente de la misma, sólo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo 1 año de habérselo dado de baja. En su defecto, la Distribuidora, tendrá derecho a exigir que el Usuario se avenga a pagar –como máximo- el precio vigente en el momento del pedido de la reconexión, el importe del cargo por capacidad de suministro convenida, en el momento de la suspensión que se les hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, por todos los periodos restantes para completar los 12 meses.

4.3. El Usuario no podrá utilizar, ni la Distribuidora estará obligada a suministrar potencias superiores a las convenidas, cuando ello implique poner en riesgo las instalaciones de la Distribuidora. Se admitirá una tolerancia del 5% (cinco por ciento) como máximo en dos meses consecutivos o tres alternados.

Una vez superado el límite de tolerancia admitido, la distribuidora deberá notificar fehacientemente al usuario de dicha circunstancia, informándole por escrito que, dentro de los 15 (quince) días de notificado, debe recontratar un nuevo valor de capacidad de suministro. En caso que el usuario no dé respuesta en el plazo indicado para normalizar la situación, la Distribuidora, previa notificación al usuario y al organismo encargado de la Regulación, considerara como capacidad de suministro convenida, la que se registró en oportunidad de producirse el exceso y por el tiempo que resta para cumplir el plazo de los 12 meses del contrato original.

Si antes de finalizar el plazo de 12 meses de contratación original, el usuario incurriera nuevamente en un exceso que superara el límite de tolerancia, se considerará la potencia registrada como nueva capacidad de suministro convenida, por el periodo restante de doce meses del contrato original (aquí hay que evaluar el exceso y convenir un nuevo contrato por 12 meses).

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 77
	TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

Si el usuario necesitara una potencia mayor que la convenida de acuerdo con Inciso 4.2, deberá solicitar a la Distribuidora un aumento de capacidad de suministro. Acordado el aumento, la nueva capacidad se suministró reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del usuario y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un periodo de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

4.4. Por el servicio convenido para cada punto de entrega, el usuario pagara, los siguientes cargos:

- Un cargo fijo mensual por reconocimiento de gastos de comercialización, haya o no registrado el usuario consumo de energía o demanda de potencia.
- Un cargo por cada kW de "capacidad de suministro" convenida, haya o no consumo de energía.
- Un cargo variable por la energía consumida, sin distinción horaria.
- Si correspondiera, un recargo por bajo factor de potencia, según se define en el Inciso 4.7.


Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en b) y c) se indican en el Cuadro Tarifario, incluido al final del Anexo.

4.5. En casos que el usuario tomara una potencia superior a la convenida y sin perjuicio de los que corresponda para evitar un nuevo exceso, en el periodo de facturación en que se haya producido la transgresión, la Distribuidora facturara la potencia realmente registrada, más un recargo del 50% del valor del cargo fijo por KW, aplicado a la capacidad de suministro respecto de la convenida.

Si la Distribuidora considerase perjudiciales las transgresiones del usuario a las capacidades de suministro establecidas, previa notificación fehaciente al usuario y al organismo encargado de la Regulación, podrá suspenderle la prestación del servicio eléctrico.

4.6. Si la Potencia máxima registrada, en 50% o más del total de periodos de facturación dentro de un año calendario, superara el valor de 50 kW, tope máxima de demanda para esta categoría de usuarios, la Distribuidora convendrá con el usuario las condiciones de cambio a la categoría de Grandes Demandas.

Si durante el 50% o más de los periodos de facturación el usuario registra una demanda de potencia inferior a la máxima capacidad de suministro convenida, la Distribuidora

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 78
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

deberá informar al usuario de tal situación y ofrecerla la posibilidad de la recategorización en el marco de lo establecido en el presente Régimen Tarifario.

4.7. Recargos por factor de potencia. Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo ($\cos \phi$) igual o superior a 0,92. En el caso que el factor de Potencia fuese inferior a 0,92 los usuarios estarán sujetos a recargos y penalidades por bajo factor de potencia, en los cargos indicados en el Inciso 4.4., según se establece a continuación:


Recargos: Cuando la energía reactiva consumida en un período horario de facturación supere el sesenta y dos por ciento (62%) de la energía activa consumida en el mismo período, la Distribuidora está facultada a facturar la energía activa con un recargo igual al UNO CON CINCUENTA POR CIENTO (1,50%) por cada centésimo (0,01) o fracción mayor de cinco milésimos (0,005) de aumento del cociente entre la energía reactiva y la energía activa, que supere el 62% citado.

Penalidades: Cuando el cociente entre la energía reactiva y la energía activa sea igual o superior al 1,34 (factor de potencia menor a 0,60), la Distribuidora, previa notificación al usuario y al organismo encargado de la Regulación, podrá suspender el servicio hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite del factor de potencia. En tal circunstancia la Distribuidora deberá notificar inmediatamente al organismo encargado de la Regulación la suspensión del servicio.

En la comunicación efectuada al usuario deberá constar la fecha de emisión de la misma, la fecha de notificación al usuario, con la correspondiente firma y datos identificatorios del notificado. En caso de no estar presente el usuario, o negarse este a firmar la recepción de la comunicación, tal situación deberá dejarse asentada en el respectivo aviso de notificación, en el que deberá constar además la firma y datos identificatorios del oficial de correos que efectuó la misma.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,92, la Distribuidora notificara al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de (60) días para la normalización de dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anomalía, la Distribuidora estará facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 4.4 a partir de la primera facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la enormidad, y hasta tanto la misma no sea subsanada.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 79
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Cuando el valor del factor de potencia fuese inferior a 0,60, la Distribuidora previa notificación fehaciente al usuario y al organismo encargado de la Regulación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

4.8. Cuando el servicio eléctrico se preste a usuarios que por sus características desarrollen actividades de carácter estacional, la Distribuidora, podrá otorgar hasta 2 (dos) “capacidades de suministro” en el año para otros tantos subperiodos estacionales de diferente nivel de actividad. Un consumo será estacional cuando el cociente entre el máximo consumo registrado durante un año calendario y el promedio mensual de los consumos en el mismo periodo, sea mayor que 1,7 (uno con 70 centésimos).


Por el servicio convenido, la Distribuidora facturara al usuario de acuerdo con el siguiente esquema:

- a) Las “capacidades de suministro convenidas” en cada subperiodo estacional serán facturadas aplicándoles el valor resultante de la diferencia entre el cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada de la Tarifa 2 y el costo propio de distribución asignable a ese cargo fijo.
- b) Adicionalmente, a la mayor de las capacidades de suministro convenidas se le aplicara el costo propio de distribución asignable al cargo fijo de esta tarifa. A los efectos de la facturación, el valor máximo determinado regirá para todos los subperiodos estacionales, aplicándole el correspondiente costo propio de distribución vigente para el periodo de facturación, y hasta tanto el usuario y La Distribuidora acuerden una modificación de las capacidades de suministro convenidas.
- c) Un cargo variable por la energía consumida, sin discriminación horaria.
- d) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el Inciso 4.7.

Los valores iniciales corresponden a los indicados en el Inciso 4.4, último párrafo.

4.9 Para los nuevos suministros, al momento de realizar la contratación de potencia el Usuario podrá solicitar un periodo de prueba, el cual consiste en un periodo de 3 meses durante los cuales se facturará la demanda registrada del suministro. Luego de finalizado el Periodo de Prueba el valor de la demanda convenida podrá ser ajustada no pudiendo variar en más de un 30% del valor declarado inicialmente.

5. TARIFA N° 3 - GRANDES DEMANDAS

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 80
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

5.1. La Tarifa 3, se aplica para cualquier uso de la energía eléctrica en los niveles Baja, Media y Alta Tensión, a los usuarios cuya demanda máxima sea igual o superior a 50 kW. Dentro de esta categoría se encuadrará al usuario en función de la ubicación del punto de conexión a la red, de acuerdo con la siguiente discriminación.

En función de la tensión de alimentación y ubicación en la red, el suministro se encuadrará en:

a) Baja Tensión (tensiones menores a 1 kV):

- Sin discriminación por punto de conexión (Tarifa T3 - BT).

b) Media Tensión (tensiones iguales o mayores a 1kV y menores a 14 kV):

- Conexión a la salida directa y de uso primario exclusivo de los bornes de salida del Transformador MT/BT (Tarifa T3 - MT13,2B).
- Conexión a lo largo de la red MT. (Tarifa T3 – MT13,2R).

c) Media Tensión (tensiones iguales o mayores a 14 kV y menores a 66 kV):

- Sin discriminación por punto de conexión (Tarifa T3 – MT33).


d) Alta Tensión (tensiones iguales o mayores a 66 kV):

- Sin discriminación por punto de conexión (Tarifa T3 - AT).

5.2. Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el usuario por escrito la “máxima capacidad de suministro fuera de punta”, y la “máxima capacidad de suministro en horas de punta”.

Se define como “máxima capacidad de suministro en punta” y la “máxima capacidad fuera de punta”, la potencia máxima en kilovatios (kW) promedio de 15 minutos consecutivos, que la Distribuidora pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega en los horarios “en punta” y “fuera de punta” que se definen en el acápite d) del Inciso 5.4.

Cada valor convenido para la “máxima capacidad de suministro” será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente según el acápite b) c) y d) del Inciso 5.4, durante un período de DOCE (12) meses consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio, en los sucesivos 12 meses; cabe aclarar que de no demandarse potencias que superen el 10% de la convenida, se facturará considerando la MCSC. Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 81
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			


Transcurrido el plazo de DOCE (12) meses consecutivos, la obligación de abonar el importe fijado en el Acápito b) c) y d) del Inciso 5.4, rige por todo el tiempo en que la Distribuidora brinde su servicio al usuario y hasta tanto este último comunique por escrito a la Distribuidora su decisión de prescindir parcial o totalmente de la “Máxima Capacidad de Suministro Convenida” o puesta a su disposición, o solicitar un incremento de la “máxima capacidad de suministro”, o algunas de las situaciones detalladas posteriormente en este reglamento.

Si el usuario decide prescindir totalmente de la "máxima capacidad de suministro", sólo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo UN (1) año de habérselo dado de baja o, en su defecto, la Distribuidora tendrá derecho a exigir que el usuario se avenga a pagar - como máximo- al precio vigente en el momento del pedido de la reconexión, el importe del cargo por “máxima capacidad de suministro” en horas punta y fuera de punta, que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última "máxima capacidad de suministro" convenida en ambos periodos tarifario.

5.2. El usuario no podrá utilizar, ni la Distribuidora estará obligada a suministrar potencias superiores a las convenidas, cuando ello implique poner en peligro las instalaciones de la Distribuidora, se admitirá una tolerancia del 5% (cinco por ciento) como máximo en dos meses consecutivos o en tres alternados durante los 12 meses de contratación.

Una vez superado el límite de tolerancias admitida, la Distribuidora deberá notificar fehacientemente al usuario de dicha circunstancia, informándole por escrito que, dentro de los quince (15) de notificado, debe recontractar un nuevo valor de capacidad de suministro en punta y/o fuera de punta, la que se registró en oportunidad de producirse el exceso y por el tiempo que reste para cumplir el plazo de doce (12) meses de contratación original.

Si antes de finalizar el plazo de doce (12) meses de contratación original, el usuario incurriera nuevamente en un exceso que superara el límite de tolerancia, se considerara la potencia registrada como una nueva capacidad de suministro convenida, por el periodo restante de doce (12) meses de contratación original. En caso que el usuario tomara una potencia superior a la convenida y sin perjuicio de lo que corresponda para evitar un nuevo exceso, en el periodo de facturación en que se haya producido la trasgresión, La Distribuidora facturara la potencia realmente registrada, más un recargo del 50% del

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 82
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

valor del cargo fijo por kW, aplicado a la capacidad de suministro excedida respecto de la convenida.

Si el usuario necesitara potencias mayores que las convenidas de acuerdo con el Inciso 5.2, deberá solicitar a la Distribuidora un aumento de la “máxima capacidad de suministro”, en punta y fuera de punta. Acordado el aumento, la nueva “máxima capacidad de suministro” reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del usuario y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de DOCE (12) meses consecutivos y en lo sucesivo, en ciclos de DOCE (12) meses.

5.4. Por el servicio convenido para cada punto de entrega, y en el nivel de tensión y modalidad de conexión que corresponda, el usuario pagará:

- a) Un cargo fijo mensual independiente de las demandas de potencia y de los consumos de energía realizados por el usuario, por reconocimiento de gastos de comercialización.
- b) Un cargo por cada kW de “máxima capacidad de suministro en punta” en baja, media, o en bornes de media y baja tensión, haya o no demanda de potencia, del trimestre al cual pertenece el periodo que se está facturando.

Entiéndase por horas de "punta" los horarios comprendidos en los períodos de "punta", establecidos para las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista.

- c) Un cargo por cada kW de "máxima capacidad de suministro" convenida, en horas fuera de punta, haya o no demanda de potencia.



Entiéndanse por horas “fuera de punta” los horarios comprendidos en los periodos de “valle nocturno” y “horas restantes”.

- d) Un cargo por la energía eléctrica entregada en el nivel de tensión correspondiente al suministro, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los horarios tarifarios “en punta”, “valle nocturno” y “horas restantes”.

Los tramos horarios “en punta”, “valle nocturno” y “horas restantes”, serán coincidentes con los fijados por la Secretaría de Energía de la Nación para las transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.

- c) Si correspondiera, un recargo por bajo factor de potencia, según se define en el Inciso 5.6.

Los valores iniciales correspondientes a los cargos arriba señalados se indican en el Cuadro Tarifario que apruebe el organismo encargado de la Regulación, y se

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 83
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final				

recalcularán según lo que se establece en el Anexo PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO aprobado.

5.5. En caso que el usuario tomará una potencia superior a la convenida y sin perjuicio de lo que corresponda para evitar un nuevo exceso, en el período de facturación en que se haya producido la transgresión, LA DISTRIBUIDORA facturará la potencia realmente registrada, más un recargo del CINCUENTA POR CIENTO (50%) del valor del cargo fijo por kW, aplicado a la capacidad de suministro excedida respecto de la convenida.


Si la Distribuidora considerase perjudiciales para sus instalaciones las transgresiones del usuario a las capacidades de suministro establecidas, previa notificación fehaciente al usuario y al Ente, podrá suspenderle la prestación del servicio eléctrico.

5.6. Recargos por factor de potencia. Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo ($\cos \phi$) igual o superior a 0,92. En el caso que el factor de Potencia fuese inferior a 0,92 los usuarios estarán sujetos a recargos y penalidades por bajo factor de potencia, en los cargos indicados en el Inciso 5.4., según se establece a continuación:

Recargos: Cuando la energía reactiva consumida en un período horario de facturación supere el sesenta y dos por ciento (62%) de la energía activa consumida en el mismo período, la Distribuidora está facultada a facturar la energía activa con un recargo igual al UNO CON CINCUENTA POR CIENTO (1,50%) por cada centésimo (0,01) o fracción mayor de cinco milésimos (0,005) de aumento del cociente entre la energía reactiva y la energía activa, que supere el 62% citado.

Penalidades: Cuando el cociente entre la energía reactiva y la energía activa sea igual o superior al 1,34 (factor de potencia menor a 0,60), la Distribuidora, previa notificación al usuario y al organismo encargado de la Regulación, podrá suspender el servicio hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite del factor de potencia. En tal circunstancia la Distribuidora deberá notificar inmediatamente al organismo encargado de la Regulación la suspensión del servicio.

En la comunicación efectuada al usuario deberá constar la fecha de emisión de la misma, la fecha de notificación al usuario, con la correspondiente firma y datos identificatorios del notificado. En caso de no estar presente el usuario, o negarse este a firmar la recepción de la comunicación, tal situación deberá dejarse asentada en el respectivo aviso de notificación, en el que deberá constar además la firma y datos identificatorios del oficial de correos que efectuó la misma.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 84
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Si de las mediciones efectuadas surgiese que corresponde la aplicación de recargos o penalidades, la Distribuidora notificara al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de SESENTA (60) días para la normalización de dicho factor.



Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anomalía, la Distribuidora estará facultada a facturar los cargos indicados en el Inciso 5.6. Precedentemente a partir de la primera facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma no sea subsanada.

Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0,60, la Distribuidora previa notificación fehaciente al usuario y al organismo encargado de la Regulación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

5.7 Cuando el servicio eléctrico se preste a usuarios que por sus características desarrollen actividades de carácter estacional, la Distribuidora, podrá otorgar hasta 2 (dos) “capacidades de suministro” en el año para otros tantos subperiodos estacionales de diferente nivel de actividad. Un consumo será estacional cuando el cociente entre el máximo consumo registrado durante un año calendario y el promedio mensual de los consumos en el mismo periodo, sea mayor que 1,7 (uno con 70 centésimos).

Por el servicio convenido, la Distribuidora facturara al usuario de acuerdo con el siguiente esquema:

- a) Un cargo fijo mensual independiente de la capacidad de suministro convenido y de los consumos registrados.
- b) Las potencias registradas en punta en cada subperiodo estacional serán facturadas aplicándoles el cargo fijo por potencia adquirida.
- c) Adicionalmente, a la mayor de las capacidades de suministro convenidas en punta y fuera de punta se le aplicara el cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas punta y fuera de punta, respectivamente. A los efectos de la facturación, el par de valores máximos determinados regirá para todos los subperiodos estacionales, aplicándoles los correspondientes cargos fijos por capacidad de suministro vigentes para el periodo de facturación, y hasta tanto el usuario y La Distribuidora acuerden una modificación de las capacidades de suministro convenidas.

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 85
	TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

- d) Un cargo variable por la energía eléctrica entregada en el nivel de tensión correspondiente al suministro de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los horarios tarifarios “en punta”, “valle nocturno” y “horas restantes”.
- a) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el Inciso 5.6.

Los valores iniciales corresponden a los indicados en el Inciso 5.4, último párrafo.

5.8. Los usuarios comprendidos en esta Tarifa podrán solicitar a la Distribuidora el otorgamiento de un periodo de prueba para fijar la capacidad de suministro. Dicho periodo dará comienzo a partir de la fecha de conexión o al acordarse una modificación de la capacidad de suministro (en punta o fuera de punta), quedando a consideración de la Distribuidora la duración del periodo. La facturación del cargo fijo mensual durante el periodo de prueba se hará considerando, como capacidad de suministro, la mayor de las potencias registradas en cada mes (en punta y fuera de punta), las cuales no podrán ser, a los efectos de la facturación, menores que el escalón inferior de esta tarifa (50 kW).

6. TARIFA Nº 4 - ALUMBRADO PÚBLICO


Se aplicará a los consumos correspondientes al Servicio Público de Señalamiento Luminoso, Iluminación y Alumbrado.

a) Se aplicará para el Alumbrado Público de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos y demás vías públicas, como así también para la energía eléctrica que se suministre para los sistemas de señalamiento luminoso para el tránsito.

Regirá además para la iluminación de fuentes ornamentales, monumentos de propiedad nacional, provincial o municipal y relojes visibles desde la vía pública instalados en iglesias o edificios gubernamentales, siempre que los consumos respectivos sean registrados con medidores independientes.

Las condiciones de suministro para esta tarifa son las que se definen a continuación:

La Distribuidora celebrará Convenios de Suministro de Energía Eléctrica con Municipales y con los Organismos o Entidades a cargo del Servicio de Alumbrado Público. Si no existiese medición de consumo, se realizará una estimación del mismo, en función de la cantidad de lámparas, del consumo por unidad, y las horas de funcionamiento de las mismas.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 86
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

La Distribuidora estará a cargo del mantenimiento del Servicio de Alumbrado Público. La tarifa no cubre la expansión del servicio ni la repotenciación del Alumbrado Público.

b) El costo se estimará a partir de un cargo único por energía eléctrica consumida de acuerdo con la modalidad de prestación y las horas de utilización, según se indica en el Cuadro Tarifario – Anexo I.

c) El usuario pagará un cargo por energía eléctrica consumida, y un cargo fijo (reconocimiento de costos comerciales), según lo que se establece el Anexo PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO aprobado.

7. REGIMEN DE SUMNISTRO

7.1. CONDICIONES GENERALES PARA EL SUMINISTRO

El Reglamento de Suministro es el conjunto de las normas, condiciones, relaciones técnicas y comerciales entre la Distribuidora y sus Usuarios, para la prestación del Servicio Público de Energía Eléctrica.


a) TITULAR

Se otorgará la TITULARIDAD de un servicio de energía eléctrica a las personas físicas o jurídicas, agrupaciones de colaboración y uniones transitorias de empresas, que acrediten la posesión o tenencia legal del inmueble o instalación para el cual se solicita el suministro y mientras dure su derecho de uso.

b) TITULAR PRECARIO

Se otorgará la TITULARIDAD PRECARIA de un servicio de energía eléctrica en los casos en que, si bien no se cuenta con el título de propiedad o el contrato de locación respectivo, pueda acreditarse la posesión o tenencia del inmueble o instalación, con la presentación de un certificado de domicilio expedido por Autoridad competente o instrumento equivalente.

Esta TITULARIDAD PRECARIA tendrá la vigencia establecida en el documento que acredite la posesión o tenencia del inmueble o instalación. Concluido el intervalo de tiempo deberá presentarse nuevamente un certificado de domicilio o instrumento equivalente actualizado.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 87
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

La Distribuidora no podrá otorgar suministro a quien haya sido denunciado judicialmente por usurpación del inmueble o instalación por parte de quien acredite la propiedad del mismo, excepto que exista autorización judicial para otorgar el suministro.

c) TITULAR PROVISORIO

Cuando la energía eléctrica sea requerida para la ejecución de obras, se otorgará la TITULARIDAD PROVISORIA al propietario del inmueble o instalación y a la persona que ejerza la dirección de la misma quedando, ante la Distribuidora, ambos como responsables en forma solidaria.

Una vez concluida la obra, el titular deberá solicitar el cambio de calificación de la titularidad.


d) TITULAR TRANSITORIO

En los casos de suministros de carácter no permanente que requieran energía eléctrica para usos tales como: exposiciones, publicidad, ferias, circos, etc., se otorgará al solicitante la TITULARIDAD TRANSITORIA, debiendo presentar ante la Distribuidora la habilitación correspondiente para su funcionamiento, otorgada por autoridad competente.

Una vez concluida la exposición, publicidad, feria, circo, etc., para la cual se solicitó el servicio, la Distribuidora deberá cancelar la Titularidad Transitoria y proceder a la desconexión de las instalaciones propias, salvo que el Titular Transitorio en ese momento o con anterioridad al mismo solicite a la Distribuidora la ampliación de dicha Titularidad y limite el uso del servicio a la potencia y condiciones técnicas anteriormente autorizadas.

e) CAMBIOS DE TITULARIDAD

A los efectos de este Reglamento los términos "USUARIO" y "TITULAR" resultan equivalentes, sin perjuicio del derecho de la Distribuidora de poder exigir en todo momento que la titularidad de un servicio se encuadre dentro de una de las categorías previstas en el presente artículo. Se concederá el cambio de titularidad del servicio de energía eléctrica al requirente que se encuentre comprendido dentro de los precedentes incisos y limite el uso del servicio a la potencia y condiciones técnicas anteriormente autorizadas. Si se comprobara que el USUARIO no es el TITULAR del servicio, la Distribuidora intimará el cambio de la titularidad existente y exigirá el cumplimiento de las

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 88
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

disposiciones vigentes. En caso de no hacerlo dentro de los DIEZ (10) DIAS HÁBILES, la Distribuidora podrá proceder al corte de suministro. El TITULAR registrado y el USUARIO no TITULAR serán solidariamente responsables de todas las obligaciones establecidas a cargo de cualquiera de ellos en el presente Reglamento, incluso el pago de los consumos que se registrasen, recargos e intereses.


f) CONDICIONES DE HABILITACIÓN

- I. Dar cumplimiento al trámite administrativo y a las normas de la Distribuidora para el alta de nuevos usuarios.
- II. No registrar deudas pendientes por suministro de energía eléctrica u otro concepto resultante de este Reglamento.
- III. Dar cumplimiento al Depósito de Garantía, establecido en el Artículo 5°, Inciso c) de este acto, cuando la Distribuidora así lo requiera.
- IV. Abonar el derecho de conexión de acuerdo al cuadro tarifario vigente.
- V. Firmar el correspondiente formulario de solicitud de suministro o el contrato de suministro según corresponda de acuerdo al tipo de tarifa a aplicar. Firmar, si corresponde, el convenio establecido en el Inciso g) de este Artículo.
- VI. Para los inmuebles o instalaciones nuevas destinadas a usos industriales o comerciales, acreditar la habilitación municipal correspondiente o bien que se han iniciado los trámites para la obtención de la misma.

g) CENTRO DE TRANSFORMACION Y/O MANIOBRA – TOMA PRIMARIA

Cuando la potencia requerida para un nuevo suministro o cuando se solicite un aumento de la potencia existente y tal requerimiento o solicitud supere la capacidad de las redes existentes, el TITULAR, a requerimiento de la Distribuidora, estará obligado a poner a disposición de la misma, un espacio de dimensiones adecuadas para la instalación de un centro de transformación, el que, si por razones técnicas así lo determinan, podrá ser usado además para alimentar la red externa de distribución. A este efecto, se deberá firmar un convenio estableciéndose los términos y condiciones aplicables para la instalación de dicho centro de transformación, como asimismo el monto y modalidad del resarcimiento económico, que puedan acordar.

En el caso que la alimentación al TITULAR se efectúe desde la red de distribución, éste deberá colocar sobre el frente de su domicilio la toma primaria, que le será entregada por La Distribuidora. A este respecto el TITULAR deberá respetar las normas de instalación vigentes en la oportunidad según sean en cada caso indicadas por la Distribuidora. Será a cargo del TITULAR la provisión y colocación de la caja o cajas

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 89
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

correspondientes a los equipos de medición, respetando las normas de instalación vigentes en la oportunidad según sean en cada caso indicadas por la Distribuidora.

h) PUNTO DE SUMINISTRO

La Distribuidora hará entrega del suministro en un solo punto y únicamente por razones técnicas, podrá habilitar más de un punto de suministro, pero todos ellos en la misma tarifa que correspondería de estar unificado el suministro.

8. OBLIGACIONES DEL TITULAR Y/O USUARIO

a) DECLARACION JURADA

Informar correctamente, con carácter de Declaración Jurada, los datos que le sean requeridos al registrar su solicitud de suministro, aportando la información que se le exija, a efectos de la correcta aplicación de este Reglamento y de su encuadre tarifario.

Asimismo, deberá actualizar dicha información cuando se produzcan cambios en los datos iniciales o cuando así lo requiriera la Distribuidora para lo cual dispondrá de un plazo no mayor de TREINTA (30) DIAS CORRIDOS.

b) FACTURAS


Abonar las facturas dentro del plazo fijado en las mismas. La falta de pago a su vencimiento hará incurrir en mora al TITULAR y lo hará pasible de las penalidades establecidas en este Reglamento.

Conocida la fecha de vencimiento de la factura, por figurar este dato en la anterior, de no recibir la misma con una anticipación de CINCO (5) DIAS CORRIDOS previos a su vencimiento, el USUARIO deberá solicitar un duplicado en los locales para atención de usuarios de la Distribuidora.

En los casos en que a pesar de no haberse emitido o enviado la factura no se ha producido un reclamo del USUARIO por tal motivo, y no obstante se registrasen consumos de suministro eléctrico, el USUARIO deberá abonar la deuda resultante a la tarifa vigente a la fecha en que se emita la factura correspondiente.

c) DISPOSITIVOS DE PROTECCION Y MANIOBRA

Colocar y mantener en condiciones de eficiencia a la salida de la medición y en el tablero principal los dispositivos de protección y maniobra adecuados a la capacidad y/o características del suministro, conforme a los requisitos establecidos en la

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 90
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

"Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas de Inmuebles" emitida por la Asociación Electrotécnica Argentina, o la norma que la reemplace en el futuro.

d) INSTALACION PROPIA - RESPONSABILIDADES

Mantener las instalaciones propias en perfecto estado de conservación. Mantener los gabinetes y/o locales donde se encuentran instalados los medidores y/o equipos de medición limpios, iluminados y libres de obstáculos que dificulten la lectura de los instrumentos. Si por responsabilidad del USUARIO, o por haber éste aumentado sin autorización de la Distribuidora la demanda resultante de la declaración jurada que presentara al solicitar el suministro, hechos que deberán ser adecuadamente probados por la DPE, se produjera el deterioro o destrucción total o parcial de los medidores y/o instrumentos de control de propiedad la Distribuidora, aquel abonará el costo de reparación o reposición de los mismos.

e) COMUNICACIONES A LA DISTRIBUIDORA

Cuando el USUARIO advierta que las instalaciones la Distribuidora (incluyendo el medidor), comprendidas entre la conexión domiciliaria y el primer seccionamiento posterior (tablero del USUARIO) a la salida del medidor, no presentan el estado normal y habitual, deberá comunicarlo a la Distribuidora en el menor plazo posible, no pudiendo manipular, reparar, remover ni modificar las mismas por sí o por intermedio de terceros. En cualquier oportunidad en que el USUARIO advirtiera la violación o alteración de algunos de los precintos deberá poner el hecho en conocimiento de la Distribuidora.

f) ACCESO A LOS INSTRUMENTOS DE MEDICION


Permitir y hacer posible al personal que la Distribuidora autoriza, que acrediten debidamente su identificación como tales, el acceso al lugar donde se hallan los gabinetes de medidores y/o equipos de medición y a sus instalaciones.

g) USO DE POTENCIA

Limitar el uso del suministro a la potencia y condiciones técnicas convenidas, solicitando a la DPE con una anticipación suficiente, la autorización necesaria para variar las condiciones del mismo.

h) SUMINISTROS A TERCEROS

No suministrar, no ceder total o parcialmente, ni vender a terceros, bajo ningún concepto, en forma onerosa o gratuita, la energía eléctrica que la Distribuidora suministre. A

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 91
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

solicitud del USUARIO o de oficio por la Distribuidora resolverá los casos particulares que se sometan a consideración.

i) CANCELACION DE LA TITULARIDAD

El titular deberá solicitar la cancelación de la titularidad en cualquiera de los siguientes casos:

- I. Cuando el o los titulares dejen de ser usuarios del suministro de energía eléctrica, cualquiera sea el tipo de TITULARIDAD.
- II. Si es TITULAR, cuando caduque la posesión, la tenencia legal o el derecho de uso del inmueble o instalación para el cual se solicitó el suministro.
- III. Si es TITULAR PRECARIO, cuando caduque la posesión o tenencia precaria del inmueble o instalación para el cual se solicitó el suministro.
- IV. Si es TITULAR PROVISORIO, cuando haya concluido la obra para la cual se solicitó el suministro.
- V. Si es TITULAR TRANSITORIO, cuando haya concluido el fin para el cual se solicitó el suministro.

Hasta tanto no lo haga será tenido como solidariamente responsable con el o los USUARIOS no titulares de todas las obligaciones establecidas en el presente reglamento. Los trámites relacionados con la cancelación o cambio de titularidad serán sin cargo.

j) CONTROL DE LECTURA

Los TITULARES, personalmente o por sus representantes, podrán presenciar y notificarse de la intervención del personal de la Distribuidora en aplicación de lo dispuesto por los Artículos 4º, Inciso c) y 5º, Inciso d) de este Reglamento.


k) PERTURBACIONES

Utilizar la energía provista por la Distribuidora en forma tal de no provocar perturbaciones en sus instalaciones o en las de otros USUARIOS.

9. DERECHOS DEL TITULAR Y/O USUARIO

a) NIVELES DE CALIDAD DE SERVICIO

El titular y/o usuario podrá exigir un servicio dentro de los rangos aceptados como mínimos técnicos.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 92
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

b) FUNCIONAMIENTO DEL MEDIDOR

El TITULAR Y/O USUARIO podrá exigir a la Distribuidora la prestación del servicio de energía eléctrica de acuerdo a la “Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones” que resulten del contrato de concesión, su intervención en el caso de supuesta anomalía en el funcionamiento del medidor o equipo de medición instalado.

En caso de requerir el TITULAR un control de su medidor o equipo de medición, la Distribuidora podrá optar en primer término por realizar una verificación del funcionamiento del mismo. De existir dudas o no estar de acuerdo el TITULAR con el resultado de la verificación, podrá solicitar un contraste "in situ".

En el caso de control de medidores o equipos de medición "in situ" se admitirá una tolerancia de $\pm 2\%$ (más/menos dos por ciento) por sobre los valores estipulados en la norma IRAM 2412 parte I y II para los medidores clase 2 y del $\pm 1\%$ (más/menos uno por ciento) para los medidores clase 1, según resulten de aplicación las mismas a los medidores o equipos de medición de acuerdo a lo que al respecto se establece en el Servicio Público de Energía Eléctrica de la Provincia.


En el caso de existir dudas aún o no estar de acuerdo el TITULAR con el resultado del contraste "in situ" podrá exigir a la Distribuidora su recontraste en Laboratorio. En ese caso se retirará el medidor o equipo de medición y se efectuará un contraste en Laboratorio de acuerdo con la norma IRAM 2412, parte I o II según corresponda.

Si el contraste y/o el recontraste demostraran que el medidor o equipo de medición funciona dentro de la tolerancia admitida, los gastos que originara el contraste "in situ" y/o el recontraste en Laboratorio serán a cargo del TITULAR.

En todos los casos en que se verifique que el funcionamiento del medidor difiere de los valores admitidos, se ajustarán las facturaciones según lo establecido en el Artículo 5° inciso d) de este Reglamento y los gastos de contraste y recontraste serán a cargo de la Distribuidora.

c) RECLAMOS O QUEJAS

Ante cualquier problema en el servicio de energía eléctrica, el USUARIO deberá reclamar en primer término, ante la Distribuidora, en forma personal, por correspondencia postal, o cualquier otro medio adecuado.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 93
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Ante el reclamo, la Distribuidora deberá cumplir estrictamente las normas que surgen del presente Reglamento, con las formalidades que se establecen en el Artículo 4, Inciso j) del presente.

La Distribuidora deberá informar al USUARIO a través de carteles o vitrinas ubicadas en todos sus centros de atención al público, y de las facturas del suministro, el derecho del USUARIO a efectuar su reclamo y los distintos medios habilitados a tal fin.

El USUARIO tiene derecho a ser informado por el mismo medio en que efectuó su reclamo, del número asignado al mismo. En caso de que el reclamo sea efectuado en forma personal, el USUARIO tiene derecho a que se le entregue una constancia escrita de ello con los datos de la registración informática efectuada.

d) PAGO ANTICIPADO

En los casos en que las circunstancias lo justifiquen y siguiendo al efecto los procedimientos que establezca la Distribuidora, el TITULAR tendrá derecho a efectuar pagos anticipados a cuenta de futuros consumos, tomándose al efecto como base los consumos registrados en los períodos inmediatos anteriores.

e) RESARCIMIENTO POR DAÑOS

En el caso en que se produzcan daños a las instalaciones y/o artefactos de propiedad del USUARIO, provocadas por deficiencias en la calidad técnica del suministro imputable a la Distribuidora, y que no puedan ser evitados por el USUARIO mediante la instalación en los mismos de los dispositivos de protección de norma existentes en el mercado, la Distribuidora deberá hacerse cargo de la reparación y/o reposición correspondiente, salvo caso de fuerza mayor.


10. OBLIGACIONES DE LA EMPRESA PRESTATARIA

a) CALIDAD DE SERVICIO

La calidad del servicio que la Distribuidora está obligada a mantener a los diferentes usuarios, será como mínimo aquella que se encuentra dentro de los rangos que son técnicamente aceptados teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y geográficas donde se presta el servicio.

Nota: Al respecto de este punto, se propone (una vez aplicado el Reglamento de Calidad), el siguiente párrafo.

La Distribuidora deberá mantener en todo tiempo un servicio de calidad conforme

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 94
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

a lo previsto al respecto en el Anexo "Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones" de las NORMAS.

b) APLICACIÓN DE LA TARIFA

La Distribuidora sólo deberá facturar por la energía suministrada los importes que resulten de la aplicación del cuadro tarifario autorizado, más los fondos, tasas e impuestos que deba recaudar conforme a las disposiciones vigentes.

En los casos en que el Régimen Tarifario no disponga lo contrario, la facturación deberá reflejar lecturas reales, salvo caso fortuito o de fuerza mayor, en que se podrá estimar el consumo. Las estimaciones no podrán superar los límites establecidos en el Anexo "Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones".

Con la primera lectura posterior a las estimaciones realizadas dentro de tal límite, se deberá efectuar la refacturación del consumo habido entre dicha lectura y la última lectura real anterior, prorrateando dicho consumo en función de los períodos de facturación comprendidos entre las dos lecturas reales y facturando los consumos resultantes al valor tarifario vigente en cada período. la Distribuidora deberá emitir la Nota de Débito o de Crédito resultante de la diferencia entre las facturaciones realizadas con valores estimados y la refacturación correspondiente.

La Distribuidora se encuentra facultada a fijar mediante Resolución fundada, la tarifa aplicar por servicios técnicos, administrativos y/o comerciales que no han sido determinados en el decreto de aplicación del Cuadro de Tarifas vigente.


c) PRECINTADO DE MEDIDORES Y CONTRATAPA

I. Medidores en general

En los casos de instalación de medidores o equipos de medición por conexiones nuevas o por reemplazo del equipo de medición anterior, éstos serán precintados por la Distribuidora en presencia del TITULAR. De no hacerse presente éste, se le deberá comunicar, en forma fehaciente, lo actuado al respecto.

II. Medidores con indicador de carga máxima

En el caso de este tipo de medidores para cuya lectura y puesta a cero es necesario romper los precintos de la contratapa y del mecanismo de puesta a cero, la Distribuidora procederá de la siguiente manera:

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 95
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Remitirá a los USUARIOS que tengan instalados este tipo de equipos de medición una circular por la que se les comunicará entre qué fechas se efectuará la toma de estado de los consumos, invitándolos a presenciar la operación.

Si el TITULAR presencia la operación, el responsable de la lectura deberá comunicar a éste los estados leídos y los precintos colocados.


d) ANORMALIDADES

La Distribuidora tendrá la obligación de instruir a su personal vinculado con la atención, conservación, lectura, cambio, etc., de medidores, equipos de medición, conexiones y otros, sobre su responsabilidad inexcusable de informar las anomalías que presenten las instalaciones comprendidas entre la toma y el primer seccionamiento (tablero).

e) FACTURAS – INFORMACION A CONSIGNAR EN LAS MISMAS

La facturación deberá realizarse suministrando la mayor información posible, con la frecuencia prevista en el Régimen Tarifario y con una anticipación adecuada. Además de los datos regularmente consignados y/o exigidos por las normas legales, en las facturas deberá incluirse:

- Número de cuenta
- Número de suministro
- Identificación del usuario
- Dirección de notificación y del punto de suministro
- Número de medidor
- Fecha de emisión y vencimiento
- Lectura actual y anterior
- Período facturado
- Cantidad de días facturados
- Consumo de los últimos seis períodos y sus promedios
- Fecha de vencimiento de la próxima factura.
- Estado de Deuda.
- Lugar y procedimiento autorizado para el pago.
- Identificación de la categoría tarifaria del USUARIO, valores de los parámetros tarifarios (cargos fijos y variables).
- Unidades consumidas y/o facturadas.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 96
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

- Detalle de los descuentos y créditos correspondientes y de las tasas, fondos, gravámenes.
- Sanciones por falta de pago en término, con especificación del plazo a partir del cual la Distribuidora tendrá derecho a la suspensión del suministro.
- Obligación del USUARIO de reclamar la factura en caso de no recibirla CINCO (5) DIAS CORRIDOS antes de su vencimiento.
- Lugares y/o números de teléfonos donde el USUARIO pueda recurrir en caso de falta o inconvenientes en el suministro.

f) REINTEGRO DE IMPORTES

En los casos en que la Distribuidora aplicará tarifas superiores y/o facturare sumas mayores a las que correspondiere por causas imputables a la misma, deberá reintegrar al TITULAR los importes percibidos de más. En estos casos, para el cálculo del reintegro se aplicará la tarifa vigente a la fecha de comunicación de la anomalía y abarcará el período comprendido entre tal momento y el correspondiente al inicio de tal anomalía, plazo que no podrá ser mayor a UN (1) AÑO, con más el interés previsto en el Artículo 9° de este Reglamento y una penalidad del VEINTE POR CIENTO (20%). El reintegro debe efectuarse en un plazo máximo de DIEZ (10) DIAS HÁBILES de verificado el error.

g) TARJETA DE IDENTIFICACION


La Distribuidora deberá implementar una tarjeta identificatoria (con nombre, apellido, número de agente y fotografía) para todo el personal que tenga relación con la atención a los USUARIOS. Esta tarjeta deberá exhibirse en forma visible sobre la vestimenta.

h) CARTEL ANUNCIADOR

Sin perjuicio de otras medidas de difusión que considere adecuadas, la Distribuidora deberá fijar en un cartel o vitrina adecuada, en cada una de sus instalaciones donde se atienda al público, el cuadro tarifario y un anuncio comunicando que se encuentra a disposición de los USUARIOS copias del presente Reglamento de Suministro, transcribiendo además en el anuncio el texto completo de los artículos 2° y 3° del mismo.

i) PLAZO DE CONCRECIÓN DE SUMINISTRO

Solicitada la conexión de un suministro bajo redes existentes y realizadas las tramitaciones pertinentes, la Distribuidora, una vez percibido el importe correspondiente a los derechos de conexión, deberá proceder a la concreción de dicho suministro en el menor plazo.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 97
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Nota: Se Propone cambiar el párrafo anterior por el que sigue, en instancias posteriores a la implementación de las Normas de Calidad.

Solicitada la conexión de un suministro bajo redes existentes y realizadas las tramitaciones pertinentes, la Distribuidora, deberá proceder a la concreción de dicho suministro en el menor plazo posible dentro de los límites máximos fijados en el Anexo "Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones".

En el caso de que para satisfacer el pedido sean necesarias ampliaciones en la red de la Distribuidora, ésta informará por escrito al solicitante en un término máximo de cinco (5) días posteriores a la fecha de presentación de la Solicitud de Servicio, de las condiciones y plazos para otorgar el servicio de acuerdo lo fijado en el Anexo "Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones" del contrato de concesión.

j) RECLAMOS Y QUEJAS

La Distribuidora está obligada a llevar registro informático donde se asiente, en forma correlativa, el número de reclamo, con especificación de la fecha y hora en que fue realizado, los datos del USUARIO, el modo de recepción y el objeto del reclamo.


La Distribuidora está obligada a comunicar al USUARIO, por el mismo medio en que éste realizó su reclamo, el número asignado y los demás datos que surjan del registro informático. En caso de tratarse de un reclamo hecho en forma personal, deberá entregar constancia escrita al momento de su recepción con los datos de la registración informática efectuada.

En cada uno de los locales donde la Distribuidora atienda al público deberá existir un Libro de Quejas a disposición de los usuarios, debiendo indicarse en un cartel o vitrina adecuada la existencia de dicho libro. Todas las quejas asentadas en dicho libro deberán incluirse en el registro informático establecido precedentemente.

I.- Plazo de Tratamiento – Comunicación al USUARIO.

La Distribuidora deberá tramitar, resolver y responder los reclamos y las quejas que le formulen los USUARIOS dentro del término de TREINTA (30) DIAS CORRIDOS. Cuando se vea afectada la seguridad, la Distribuidora deberá solucionarlo en forma inmediata.

Dentro del plazo establecido precedentemente, La Distribuidora está obligada a notificar por escrito al USUARIO, con constancia de entrega, la decisión adoptada con relación a su reclamo, la que deberá estar debidamente fundada, acreditándole, en caso de

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 98
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

corresponder, las multas establecidas en la normativa aplicable. En el mismo acto deberá informar al USUARIO el derecho de recurrir.

II.- Pago a Cuenta.

Cuando el reclamo o la queja se refiera a un problema en la facturación o en la medición, el USUARIO deberá abonar una suma equivalente al último consumo facturado y no objetado por un período de tiempo igual al que es objeto del reclamo. De resolverse que el monto de la factura objetada era el correcto, respecto del saldo impago se aplicarán las disposiciones sobre mora en el pago de las facturas.

III.- Prohibición de Suspender el Servicio.

La Distribuidora no puede suspender el servicio del USUARIO reclamante por el motivo objeto del reclamo hasta DIEZ (10) DIAS HÁBILES posteriores a la fecha de notificación al USUARIO de la resolución adoptada.

IV.- Reclamos o Quejas por Suspensión Indevida del Servicio.


Cuando el reclamo o la queja se refiera a la suspensión del suministro por falta de pago y el usuario demostrará haberlo efectuado, la Distribuidora deberá restablecer el servicio dentro de las CUATRO (4) HORAS de constatado el pago de la facturación cuestionada, debiendo, además, acreditar al USUARIO el DIEZ POR CIENTO (10 %) de la factura erróneamente objetada.

k) ATENCION AL PÚBLICO

La Distribuidora deberá mantener locales apropiados para la atención al público en número y con la dispersión adecuada. En dichos locales la atención al público deberá efectuarse, en un horario uniforme para todos los locales, durante un mínimo de CINCO (5) HORAS diarias. Deberá además mantener servicios de llamadas telefónicas gratuitas para el USUARIO para la atención de reclamos por falta de suministro y emergencias, durante las VEINTICUATRO (24) horas del DIA, todos los DIAS del año. Los horarios de atención al público y los números telefónicos y direcciones donde se puedan efectuar reclamos, deberán figurar en la factura o en la comunicación que la acompañe, además del deber de la Distribuidora de proceder a su adecuada difusión.

11. DERECHOS DE LA DISTRIBUIDORA

a) RECUPERO DE MONTOS POR APLICACIÓN INDEBIDA DE TARIFAS

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 99
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

En caso de comprobarse inexactitud de los datos suministrados por el TITULAR, que origine la aplicación de una tarifa inferior a la que correspondiere, la Distribuidora facturará e intimará al pago de la diferencia que hubiere, dentro del plazo de CINCO (5) DIAS HÁBILES.

En estos casos, para el cálculo del reintegro se aplicará la tarifa vigente a la fecha de su normalización y abarcará el período comprendido entre tal momento y el correspondiente al inicio de la anomalía, plazo que no podrá ser mayor a SEIS (6) MESES, con más el interés previsto en el Artículo 9° de este Reglamento y una penalidad del VEINTE POR CIENTO (20%).

b) FACTURAS IMPAGAS

I. Tratamiento para los Titulares de las Tarifas 1-R y 1-G


A los titulares bajo las tarifas 1-R (Pequeñas Demandas, Uso Residencial) y 1-G (Pequeñas Demandas, Uso General) que no abonaren la factura a la fecha de su primer vencimiento, se les aplicará automáticamente sobre el monto de la misma la tasa pasiva para depósitos a TREINTA (30) días del Banco de Tierra del Fuego, habilitándose a la Distribuidora a cobrar, cuando el pago se efectúe dentro del plazo del segundo vencimiento, la penalidad resultante de calcular la indicada tasa incrementada para un lapso de catorce (14) DÍAS CORRIDOS. La tasa será la correspondiente al último día hábil del mes inmediato anterior a la fecha de emisión de las respectivas facturas.

Cuando el pago se efectúe después del segundo vencimiento, la Distribuidora se encontrará habilitada a percibir únicamente tasa pasiva para depósitos a TREINTA (30) días del Banco de Tierra del Fuego, incrementada en un CINCUENTA POR CIENTO (50%), calculada para el lapso que va desde el día del primer vencimiento de la factura hasta el de efectivo pago. La tasa será la del último día hábil del mes anterior a la efectivización del pago.

la Distribuidora deberá emitir las facturas con dos vencimientos, el segundo de ellos a los CATORCE (14) DIAS CORRIDOS del primero.

Sin perjuicio de lo establecido en este apartado, transcurridos CATORCE (14) DIAS CORRIDOS de mora la Distribuidora se encuentra facultada para disponer la suspensión del suministro de energía eléctrica al deudor moroso, previa comunicación con no menos de VEINTICUATRO (24) HORAS de anticipación.

II. Tratamiento para los Titulares del resto de las Categorías Tarifarias

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 100
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

En estos casos, de no abonarse la factura a la fecha de su vencimiento, se aplicará automáticamente una penalidad del DIEZ POR CIENTO (10%) del monto de la factura.

Además, la Distribuidora podrá percibir, a partir del 6º día de la mora, tasa pasiva para depósitos a TREINTA (30) días del Banco de Tierra del Fuego, incrementada en un CINCUENTA POR CIENTO (50%) calculada para el lapso que va desde ese día hasta el de su efectivo pago. La tasa será la del último día hábil del mes anterior a la efectivización del pago.


Sin perjuicio de lo establecido en este apartado, transcurridos CINCO (5) DIAS CORRIDOS de mora, la Distribuidora se encuentra facultada para disponer la suspensión del suministro de energía eléctrica al deudor moroso, previa comunicación con no menos de VEINTICUATRO (24) HORAS de anticipación.

c) DEPOSITO DE GARANTIA

La Distribuidora podrá requerir del USUARIO la constitución de un Depósito de Garantía en los siguientes casos:

- I. Más de UNA (1) suspensión del suministro en el término de DOCE (12) MESES seguidos.
- II. En el caso del TITULAR que no fuere propietario, podrá optar entre ofrecer como garantía de pago del suministro a la Distribuidora un depósito equivalente a UN (1) MES de consumo estimado, o la asunción solidaria de la obligación de pago por parte del propietario del inmueble o instalación, o de un USUARIO que siendo TITULAR de un suministro, sea propietario del inmueble donde la Distribuidora le preste el servicio.
- III. En el caso del TITULAR TRANSITORIO y el TITULAR PRECARIO a que se refiere el Artículo 1º Incisos b) y d) de este Reglamento.
- IV. Al restablecer el suministro, cuando se haya verificado apropiación de energía y/o potencia en los términos del Apartado II del Inciso d) del Artículo 5º de este Reglamento.
- V. En otros casos en que las circunstancias lo justifiquen, tales como los casos de concurso o quiebra del USUARIO.

El Depósito de Garantía será el equivalente al consumo registrado en los DOS (2) últimos MESES anteriores a su constitución, con excepción de los considerados como no permanentes, en los casos de titulares no propietarios, en cuyo caso será fijado sobre la base de un consumo probable de energía.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 101
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

El Depósito de Garantía, o la parte del mismo que no hubiera sido imputado a la cancelación de deudas, será devuelta al TITULAR cuando deje de serlo con más un interés equivalente a la tasa pasiva para depósitos a TREINTA (30) días del Banco de Tierra del Fuego.

d) INSPECCION Y VERIFICACION DEL MEDIDOR



Por propia iniciativa en cualquier momento la Distribuidora podrá, inspeccionar las conexiones domiciliarias, las instalaciones internas hasta la caja o recintos de los medidores o equipos de medición, como asimismo revisar, contrastar o cambiar los existentes.

I. Cuando los valores de energía no hubieran sido registrados o hubieran sido medidos en exceso o en defecto, la Distribuidora deberá emitir la Nota de Crédito o Débito correspondiente y/o reflejar el débito o crédito en la primera factura que emita, basándose para ello en el porcentaje de adelanto o atraso que surja del contraste del medidor, por el lapso que surja del análisis de los consumos registrados y hasta un máximo retroactivo de SEIS (6) MESES y aplicando la tarifa vigente al momento de detección de la anormalidad.

II. En caso de comprobarse hechos que hagan presumir irregularidades en la medición o apropiación de energía eléctrica no registrada, la Distribuidora estará facultada a recuperar el consumo no registrado y emitir la factura complementaria correspondiente, incluyendo todos los gastos emergentes de dicha verificación y sin perjuicio de las acciones penales pertinentes, procederá del modo siguiente:

a) Levantará un Acta de Comprobación en presencia o no del TITULAR, con intervención de un Escribano Público y/o Autoridad Policial competente, de la que deberá entregarse copia al TITULAR, si se lo hallare la Distribuidora podrá proceder a la suspensión del suministro debiéndose tomar para ello aquellos recaudos que permitan resguardar las pruebas de la anormalidad verificada o del presunto cuerpo del delito correspondiente.

b) Obtenida la documentación precedente, la Distribuidora efectuará el cálculo de la energía y/o potencia a recuperar, establecerá su monto y emitirá la factura complementaria por ese concepto, aplicándose un recargo del CUARENTA POR CIENTO (40%) sobre el monto resultante, con más el Interés reglado en el Artículo 9° de este Reglamento.

 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	 Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 102
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

c) Podrá calcularse con un lapso máximo retroactivo de hasta CUATO (4) AÑOS.

d) Intimará al pago de la factura complementaria por la energía y/o potencia a recuperar, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 2° Inciso b).

e) Concluido con lo actuado, se procederá a la normalización del suministro. En el caso de haberse formulado denuncia penal, la normalización será requerida al Juez interviniente y se procederá una vez autorizada por el mismo.

La recuperación del consumo no registrado y la pertinente emisión de la factura complementaria procederá, cualquiera sea la causa de la irregularidad del funcionamiento del medidor, independientemente de la intervención judicial. La facturación pertinente será efectuada a tarifa vigente al momento de emisión de la factura complementaria. El lapso entre la verificación y la emisión de la factura complementaria no podrá exceder de TREINTA (30) DIAS CORRIDOS.

f) Cuando por acciones no previstas en este Reglamento, la Distribuidora se vea en la imposibilidad de normalizar la medición y mientras dure esa circunstancia, la demanda y/o consumos efectuados en ese lapso serán facturados de acuerdo con los valores que resulten de aplicar los ajustes de la demanda y/o consumos no registrados, estimados de acuerdo a lo previsto en el apartado II del Inciso d) de este Artículo.


III. En el caso de conexiones directas, una vez eliminadas éstas y regularizada la situación del USUARIO en lo que hace a la Titularidad según lo determina el Artículo 1° de este Reglamento, para la recuperación de la demanda y/o consumo se aplicará un procedimiento similar al previsto en el Apartado II del Inciso d) de este Artículo.

12. SUSPENSION DEL SUMINISTRO

La Distribuidora podrá suspender el suministro de energía eléctrica, en los casos y cubriendo los requisitos que se indican seguidamente:

Con comunicación previa al USUARIO.

- I. Por falta de pago de una factura, en los casos y términos establecidos en el Artículo 5°, Incisos a) y b) de este Reglamento.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 103
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

- II. Por falta de pago de la factura complementaria por recuperación de demandas y/o consumos no registrados según lo establecido en el Artículo 5°, Inciso d), Apartados II y III, del presente Reglamento.
- III. En caso de incumplimiento a lo establecido en el Artículo 2°, Incisos g) y h) de este Reglamento, dentro de los CINCO (5) DIAS CORRIDOS de producida la suspensión. En lo relativo al Inciso g), la suspensión sólo será efectivizada si el incumplimiento pusiera en riesgo la seguridad de las instalaciones de la Distribuidora y previo a intimar fehacientemente la normalización de la anomalía.
- IV. Al levantar el Acta de Constatación en los casos que se describen en el Apartado II, del Inciso d) del Artículo 5° del presente Reglamento.
- V. En caso de incumplimiento a lo establecido en los Incisos c), d), e), f) y k) del Artículo 2° de este Reglamento, en que la Distribuidora deberá previamente intimar la regularización de la anomalía en un plazo de DIEZ (10) DIAS CORRIDOS.
- VI. No permitir a los funcionarios de la Distribuidora debidamente identificados, el acceso al equipo de medición para la lectura, inspección, traslado, cambio o reparación del mismo.
- VII. Cambio no autorizado en el uso del suministro.
- VIII. Por producir perturbaciones e incumplir los plazos acordados para corregir tal situación.
- IX. Por generar desequilibrios de fases fuera de límites establecidos y no resolverlos en el plazo otorgado.
- X. Cuando un usuario sea titular de dos ó más suministros y cayera en mora respecto al pago de uno ó varios de ellos, la Distribuidora está facultada para proceder a la suspensión de todos los suministros de los que el Usuario sea titular, sin perjuicio del cobro de lo adeudado por la vía pertinente.


Sin comunicación previa al USUARIO.

- I. Cuando se determine la existencia de un fraude.
- II. Por conexiones ó reconexiones no autorizadas que pudieran generar un riesgo para las personas.

13. CORTE DEL SUMINISTRO

El corte del suministro implicará el retiro de la conexión domiciliaria, y del medidor y/o equipo de medición. la Distribuidora podrá proceder al corte en los siguientes casos:

- I. Situación de peligro o riesgo inminente a la seguridad del Usuario, empleados de la Distribuidora ó de Terceros, o instalaciones involucradas.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 104
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

- II. Cuando no se dé cumplimiento a lo establecido en el Inciso e) del Punto 7, de este Reglamento.
- III. Cuando la Distribuidora hubiera suspendido el suministro por la situación prevista en el Artículo 6° precedente, y el TITULAR transcurrido UN (1) MES desde la fecha de dicha suspensión, no hubiera solicitado la rehabilitación del suministro.
- IV. En los casos en que habiéndose suspendido el respectivo servicio se comprobara que el TITULAR ha realizado una conexión directa.

14. REHABILITACION DEL SERVICIO

Los suministros suspendidos por falta de pago de las facturas emitidas, serán restablecidos dentro de las VEINTICUATRO (24) HORAS de abonadas las sumas adeudadas y la tasa que corresponda.


En los casos de suministros suspendidos por aplicación del Artículo 6°, Inciso a) Apartado III y V, si el TITULAR comunicara la desaparición de la causa que motivara la suspensión, la Distribuidora, dentro de las CUARENTA Y OCHO (48) HORAS, sin computar feriados, de recibido el aviso deberá verificar la información del TITULAR y, en su caso, normalizar el suministro, previo pago de la tasa que corresponda.

En los casos de corte del suministro a los efectos de su rehabilitación se aplicarán los tiempos, tasas y costos correspondientes a una conexión nueva, las que deberán ser abonadas por el USUARIO con anterioridad a la rehabilitación del suministro.

15. MORA E INTERESES

El USUARIO/ TITULAR de un suministro, incurrirá en mora por el sólo vencimiento de los plazos establecidos para el pago de las respectivas facturas, sin necesidad de interpelación judicial o extrajudicial.

En consecuencia, se aplicarán, según la categoría tarifaria de que se trate, las penalidades e intereses previstos en el artículo 5ª, Inciso b) de este Reglamento. Las remisiones al presente artículo emergentes de otras situaciones previstas en este Reglamento determinarán la aplicación de la tasa pasiva para depósitos a TREINTA (30) días del Banco de Tierra del Fuego, incrementada en un CINCUENTA POR CIENTO (50%). Este sistema será aplicable a los USUARIOS ya sean personas físicas, o jurídicas (públicas o privadas) para los cuales no exista otro sistema específico.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 105
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

3.4. Régimen para Criptominado

El estudio detallado de la demanda junto con un análisis del uso de la energía de los todos los usuarios es fundamental tanto para quienes están al mando de la formulación de políticas, así como para los participantes activos en el sector de la distribución y suministro de electricidad. La relevancia de esto radica en el interés de los integrantes del sector eléctrico de pronosticar de mejor manera la demanda conociendo a fondo las tendencias y patrones de consumo. De este modo, se pueden estructurar reglas, directivas y esquemas tarifarios que reflejen adecuadamente los costes en todas las etapas del proceso de distribución eléctrica.

Bajo esta premisa, resulta esencial entender a fondo el universo que rodea la minería de criptomonedas con el objetivo de comprender no solo sus particularidades en términos eléctricos, sino también otros factores que afectan su demanda. Se desglosa a continuación algunas de las peculiaridades más destacadas vinculadas al consumo eléctrico en este sector.

Inicialmente, es crucial definir a qué hace referencia el término "minado de criptomonedas". En el panorama actual, las criptomonedas emergen como un novedoso medio de intercambio virtual. Estas difieren de las monedas tradicionales ya que operan al margen del control bancario estatal y no están sujetas a regulaciones nacionales. Para garantizar transacciones seguras, es necesario que ciertos agentes, denominados "mineros", resuelvan complejos algoritmos. Así, estos mineros obtienen recompensas por su labor, estableciendo una especie de red digital.

3.4.1. Características del Criptominado


Panorama General de la Minería de Criptomonedas

Los mineros son básicamente sistemas de computación potentes que, por su naturaleza, tienen un considerable consumo de energía. Estos sistemas, al igual que otros dispositivos tecnológicos, necesitan sistemas de refrigeración, lo que añade un consumo adicional.

La demanda eléctrica para la minería está influenciada por varios determinantes que se describen a continuación.

Consumo de Energía

El perfil de consumo de un minero tiene dos componentes principales: el asociado con el procesamiento de algoritmos avanzados y el necesario para mantener el equipo

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 106
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

en una temperatura óptima. El sistema de enfriamiento puede verse afectado por factores externos, pero está estrechamente relacionado con la capacidad de procesamiento.

A menudo, se encuentran referencias sobre el significativo consumo de esta actividad, pero es crucial ponerlo en contexto. Aunque el consumo energético para la minería de monedas digitales puede parecer alto, es comparable al de los sistemas financieros tradicionales que también tienen demandas energéticas significativas.

En este documento, nos enfocamos principalmente en la estructura tarifaria y cómo adaptarla al crecimiento de esta industria, asegurando una compensación adecuada por el uso de la infraestructura eléctrica.

Particularidades

El consumo eléctrico en la minería de criptomonedas se relaciona directamente con el precio del mercado de la moneda digital. Si el valor es elevado, justifica un mayor consumo; en caso contrario, la minería podría disminuir. Por ende, no es un consumo uniforme y puede ser altamente variable.


El coste energético ha impulsado a los mineros a buscar regiones con tarifas atractivas, en este contexto, reducidas. Esto a consecuencia de que la actividad es fundamentalmente virtual, por lo tanto, es fácilmente reubicable. Aunque algunos países inicialmente ofrecieron incentivos, la naturaleza inestable de la industria ha conducido a regulaciones más estrictas en varios lugares. En respuesta, algunas naciones han incrementado sus tarifas para esta actividad o bien la han prohibido por completo.

Estas características presentan retos para las distribuidoras en términos de previsión de demanda a largo plazo y garantizar la recuperación de los costes de distribución.

3.4.2. Regulación Eléctrica de Criptominado

Existen tres tipos de regulación tarifaria que imperan en los países en los cuales se ha presentado la actividad de minado de criptomonedas.

Categoría 1: En primer lugar, se cuenta con la modalidad de prohibición total, como por ejemplo en China, Egipto, Irak, Qatar, Marruecos, Argelia, Túnez y Bangladesh que han prohibido formalmente la minería. Esto motivado a la falta de información del comportamiento y consumo de los usuarios, además de una gran preocupación por el

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 107
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

futuro impacto sobre las redes eléctricas, así como el impacto ambiental, esta última no será analizada en este documento.


Categoría 2: A consecuencia de los fenómenos antes mencionados, como la volatilidad de los usuarios y la incertidumbre frente a su comportamiento, los países que han permitido la actividad han optado por establecer precios más altos (incluso el doble o triple) que los precios de los consumidores residenciales o grandes consumidores. Del análisis realizado del estado actual de la regulación tarifaria del país, se puede determinar que se encuentra en esta categoría, ya que debido a la incertidumbre de los nuevos usuarios se instauró un precio elevado de referencia de compra de potencia y energía en el mercado que representa el mismo valor que los usuarios residenciales Nivel 1, y lo mismo que los Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW -GUDI.

Categoría 3: Dentro de los esquemas de regulación se encuentra la limitación de consumo, o consumo flexible. Se puede interpretar este esquema basado en dos parámetros, el primero consiste en limitar el consumo del usuario en cantidad y/o en tiempo, es decir, se puede poner un tope a su consumo y también distinto para ciertos tipos de franjas horarias. Por lo tanto, el usuario podrá tener la opción de realizar sus actividades en horarios dónde le sea permitido o económicamente conveniente. Para contextualizar este modelo regulatorio, es necesario considerar el concepto de respuesta de la demanda.

La respuesta de la demanda es un enfoque innovador en el cual se pueden enviar señales económicas a los usuarios y de esta manera modificar su consumo. Esta técnica se puede aplicar bajo dos esquemas principales. Por un lado, se tiene el esquema basado en precios en el cual, se ofrece diferentes precios a los usuarios en función de las necesidades económicas o técnicas del sistema, por ejemplo, las tarifas de tiempo de uso, que ofrecen diferentes precios para cada franja horaria. Por otro lado, se tiene el esquema basado en incentivos, el cual penaliza o premia a los usuarios en función de su comportamiento, es común encontrar solo el caso de penalizaciones para este esquema, en este ejemplo podemos encontrar penalizaciones en el aumento sobre una determinada banda límite en la potencia o en el consumo.

3.4.3. Tarifas para Criptominado

En este punto se presenta ciertos detalles del estado actual de la regulación local, así como las propuestas en torno a la regulación tarifaria que debe existir para generar un entorno adecuado para el desenvolvimiento de la minería de criptomonedas.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 108
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Precios Referenciales


Al establecerse un Precio Estabilizado de la Energía (PEE) como recuperación de los costos MEM, con valores iguales a categoría residencial Nivel 1 y a la de Grandes Usuarios de Distribuidor ≥ 300 kW y considerando que, se requiere identificar los usuarios que se dediquen a la actividad de minado de criptomonedas, se puede concluir lo siguiente:

- No existen incentivos económicos para que un usuario que se encuentra en una tarifa residencial, que inicie sus actividades como minero de criptomonedas, pase a la categoría específica de usuario de minado de criptomonedas. Por lo tanto, este mecanismo no enfrenta uno de los grandes problemas del sector que es la informalidad de la minería.
- A consecuencia de esta informalidad, no existe un análisis de comportamientos de demandas, es decir, una muestra significativa que permita determinar mejores esquemas tarifarios que se adapten al comportamiento de la industria. Este es un problema que se presenta en la mayoría de los países que permiten la actividad.

Recuperación de Costos de Inversión y Mantenimiento

En relación con la recuperación de los costos de inversión y operativos de la distribuidora, la naturaleza fluctuante de la actividad genera dudas sobre la recuperación de su VAD en plazos extensos. Internacionalmente, este asunto se aborda suscribiendo contratos con cláusulas que definen tarifas fijas por periodos establecidos. Esta estructura es más compatible con mercados competitivos, donde actores como comercializadores o minoristas eléctricos pueden pactar acuerdos directos con los consumidores. No obstante, en el contexto evaluado, se sugiere la adopción de revisiones tarifarias en intervalos más breves que garanticen la recuperación de costos incurridos por los mineros de criptomonedas en un periodo específico.

En este sentido y en particular para TDF, como primer paso, se propone instaurar una categoría especial para la minería de criptomonedas. Tal categorización, al igual que en la estructura tarifaria tradicional, facilitaría la determinación del costo individual de cada usuario según los niveles de tensión. Aunque es factible obtener estos costos bajo la estructura tarifaria actual, la introducción de esta nueva categoría busca adaptar las tarifas al perfil único de la industria minera de criptomonedas. Es esencial realizar un análisis de la demanda global y particular de los mineros para proponer tarifas diferenciadas por horarios y, posiblemente, por límites de potencia, integrando la dinámica de respuesta de la demanda.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 109
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Esta categorización unificada facilitará la identificación y segmentación de usuarios, ofreciendo rangos tarifarios más precisos, como se observa en la tarifa convencional T2. Sin embargo, para crear un entorno propicio tanto para la distribuidora como para los usuarios, es imperativo que el sistema regulatorio evolucione hacia la Categoría 3.


3.5. Régimen de Calidad Provincial

En nuestro país estos controles han sido implementados por distintos organismos de índole nacional o provincial (ENRE o EPRE's) a partir de los contratos de concesión de las distribuidoras, aplicando condiciones y metodologías de control en forma gradual o por etapas. Para ello se han adoptado y adecuado diferentes recomendaciones y estándares internacionales relacionados con los conceptos de compatibilidad electromagnética, generando resoluciones en las cuales además de establecer límites a los diferentes indicadores de calidad, también se imponen esquemas de penalizaciones y retribuciones tanto a las empresas involucradas como a sus clientes/usuarios.

En el marco de un mercado desregulado, las distribuidoras deben satisfacer determinados estándares de calidad tanto en el producto suministrado como en el servicio, técnico y comercial prestado. El proceso de implementación del control metodológico de la calidad del suministro se efectúa generalmente en etapas que usualmente van incrementando la cantidad de indicadores controlados, las fuentes de información utilizadas para el control, aplicando límites cada vez más rigurosos.

Respecto de Calidad de Servicio Técnico, en general se implementan etapas de aplicación donde inicialmente se mide el perjuicio a nivel global de los usuarios a través del control de las redes de AT y MT hasta el lado de baja de las subestaciones MT/BT, y posteriormente se mide la Calidad del Servicio a nivel de cada usuario considerando además las fallas que se producen en BT.

Por su parte para Calidad de Producto Técnico, la implementación por etapas comienza con el control del nivel de tensión, para luego incorporar en una etapa posterior la regulación sobre perturbaciones armónicas y fluctuaciones de tensión. De manera similar a lo mencionado sobre Calidad de Servicio, es práctica usual comenzar con mediciones a nivel de media tensión y eventualmente llegar a mediciones en bornes de baja de las estaciones MT/BT o bien a nivel de suministro de los usuarios.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 110
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

A continuación, se indican una serie de lineamientos, referencias y aspectos particulares que deberían considerarse para la elaboración de una normativa aplicada al control de la calidad de suministro público de electricidad. Se dan detalles para el control de la Calidad de Servicio Técnico y la Calidad de Producto Técnico.

3.5.1. Generalidades sobre la Calidad de Servicio Técnico

Desde el punto de vista de la Calidad del Servicio Técnico los estándares de calidad vienen dados por valores límites para determinados parámetros o indicadores referidos a las interrupciones (cantidad y duración) que sufre el usuario durante un período determinado como consecuencia de la operación de las redes en situación normal y bajo contingencias por fallas de distinto tipo.


Dado que los indicadores de calidad están sujetos a la fiscalización y auditoría por parte de los Órganos de Control (OC), estos exigen el suministro por parte de la distribuidora de información básica necesaria a tal fin. Para lograr los resultados requeridos (canales de información e indicadores de calidad) es necesario integrar un conjunto de herramientas computacionales y procedimientos que permitan:

- La recopilación de la información necesaria sobre eventos o contingencias.
- La simulación de la dinámica de la topología operativa de la red.
- La generación de una Base de Datos (BD) de contingencias.
- El cálculo de los indicadores de calidad y la eventual determinación de sanciones o compensaciones.

En ese sentido, el control de la Calidad del Servicio Técnico es efectuado por las Distribuidoras, mediante el monitoreo de los eventos (fallas o maniobras) que se producen en la red, cualquiera sea su nivel de tensión (alta, media o baja). Estos eventos pueden o no producir interrupciones del servicio, pero todos deben registrarse.

Para llevar a cabo esta tarea las Distribuidoras deben disponer de herramientas de software específicas las cuales deben poder simular los eventos producidos en la red, ya sea en forma online o diferida, que permitan generar una BD de contingencias (tareas b y c), que luego es procesada para realizar el cálculo de indicadores específicos definidos y las compensaciones asociadas (tarea d).

Lo anterior evidencia que el control de la Calidad de Servicio se basa en el registro y evaluación de los eventos (Fallas, Maniobras, etc.) que ocurren en las redes (Alta, Media o Baja), siendo la fuente de información tradicional: los sistemas SCADA,

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 111
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

reclamos de usuarios, libro de guardia, etc. y cualquier otra fuente que permita registrar un evento de corte del servicio eléctrico a los usuarios.

Aspectos Metodológicos del Control de Calidad de Servicio

La Calidad de Servicio Técnico analiza y evalúa la continuidad del suministro a través de indicadores que miden tiempo medio entre fallas, duración y frecuencia de interrupciones, considerando el número de usuarios y potencia afectada, energía entregada con mala calidad, etc. En general consideran sólo fallos > a 3 min (o 1 min) y pueden clasificar fallas (urbanas/rurales, internas/externas, forzadas, programadas).



El periodo de control en general es semestral o anual sobre la base de registros mensuales, esto es, el registro de la información necesaria para el cálculo de los indicadores es mensual, y sobre esta información se calculan indicadores parciales mensuales. Los valores de los indicadores individuales o globales definidos en la normativa, se realiza sobre la base de la integración de los mismos en forma semestral o anual, se determinan semestralmente índices.

Para lograr los resultados requeridos es necesario un conjunto de herramientas computacionales específicas que permitan:

- Procesar (offline) los eventos ocurridos y cargados manual o automáticamente (SCADA o equipos registradores), simulando la dinámica topológica y operativa de la red para determinar usuarios afectados. En lo posible debe permitir el seguimiento operativo (mímico).
- Generar durante la evaluación, una BD de contingencias. Para cada evento se resguarda en tablas (reglamentadas) una “foto topológica” de la red, que reproduce aguas abajo de cada Aparato de Maniobra (AM) los cambios topológicos y estado (Open/Close) de los componentes y clientes afectados.
- Calcular los indicadores de calidad. (Análisis de la BD, cálculo de indicadores y compensaciones).
- Periodos de control: En general semestral o anual sobre la base de entregas de registros mensuales (registro de eventos con entrega mensual de información establecida, cálculos parciales mensuales e integración para semestrales o anuales).

Es necesario discriminar e identificar:

- **Origen del evento (interrupción)**

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023 Página: 112
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

De acuerdo con su origen las interrupciones son clasificadas como internas o externas. Se consideran interrupciones internas del sistema de distribución, aquellas fallas que afectan a la red de MT, con origen en las propias instalaciones de la Distribuidora. Las instalaciones aludidas pueden ser de MT o BT. Las interrupciones externas al sistema de distribución son aquellas que afectan a la red de MT, con origen en instalaciones externas a la Distribuidora. Las instalaciones externas a que se hace referencia pueden ser de generación, transporte o de otros distribuidores.

Las causas que provocan las distintas interrupciones, pueden ser de origen interno a la red concesionada o de origen externo. No obstante, ambas causas en algunas normativas pueden dar origen a penalizaciones económicas de distinto valor cuando se superan determinados valores máximos prefijados y por ello es necesario identificarlas. En otras normativas sólo se consideran para el cálculo de los indicadores las interrupciones de origen interno.

Resumiendo: Las fallas Internas son las que tienen origen en las instalaciones de la Distribuidora. Las fallas Externas son aquellas con origen en instalaciones externas a la Distribuidora (en algunas normativas dan origen a penalizaciones).


• Duración del evento

De acuerdo con su duración se clasifican en Momentáneas (menores o iguales a 3 minutos) y Sostenidas (mayores a tres minutos). Todas las interrupciones deben quedar registradas, independiente de su duración.

En el caso de algunas normativas, las interrupciones menores o iguales a 3 (tres) minutos se tienen en cuenta solo para el cálculo de la compensación asociada a un indicador global denominado ENS (Energía No Suministrada). Existen normativas donde las interrupciones momentáneas son aquellas menores o iguales a un minuto, pero en el caso de Argentina el límite utilizado es de 3 minutos. Resumiendo: Las fallas son Momentáneas: (≤ 3 ó 1 min) o Sostenidas: (> 3 ó 1 min).

• Causales del evento

Se debe distinguir aquellas interrupciones como originadas en causales de Fuerza Mayor (FM) y las de Caso Fortuito (CF). En estos casos la Distribuidora debe presentar los requisitos exigidos en la normativa y el Organismo Contralor tiene la

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 113
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

potestad de aceptar o no dicho causal. Aquellas interrupciones cuyo causal es aceptado por el OC son excluidas en el cálculo de indicadores y compensaciones

Resumiendo: Las fallas de Fuerza Mayor son las que dependen del hombre y son inevitables, mientras que las Fortuitas son provocadas por Causas naturales, inevitables o previsible con consecuencias inevitables.


• Condición de la Red

Red Anormal o modificada, es cuando un aparato de Maniobra (AM) se encuentra en un estado distinto al normal, o existen CT's (Centros de Transformación) fuera de servicio. Por el contrario, la red se encuentra en estado normal cuando todos los AM se encuentran en su estado normal de operación y no hay CT's fuera de servicio. El estado normal de la red normalmente proviene de un estudio de flujo de cargas en donde (por ejemplo) se determina dónde debe "cortarse" la red para que las caídas de tensión no superen los valores límites establecidos.

Resumiendo: una condición Anormal de una red es cuando al menos un AM se encuentra en un estado distinto al normal o existen CT's fuera de servicio. Una red en estado Normal es aquella donde todos los AM están en su estado normal de operación y no hay CT's fuera de servicio.

La información necesaria para el cálculo de los indicadores debe ser presentada por la Distribuidora conteniendo un conjunto de tablas diseñadas para tal fin. Si bien el tipo de información almacenada básicamente es la misma, el diseño de las tablas de datos es diferente para cada normativa. En ese sentido la información básica que se requiere es.

- Código de interrupción y reposiciones (en el caso que sean más de una)
- Fecha/Hora de inicio de la interrupción
- Fecha/Hora de fin para cada reposición
- Código del elemento operado o fallado (Aparato de maniobra, corte de conductor, transformador, etc.)
- Identificación de los transformadores afectados
- Identificación de los clientes afectados y su vinculación con los transformadores que los alimentan.
- Tipo de Interrupción (Falla, Maniobra, Programada)
- Causal de la interrupción (Fuerza Mayor, etc.)
- Origen de la Interrupción (Interna, Externa)

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 114
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

La herramienta informática para la simulación de los eventos en la red, debe contar con una funcionalidad tal que permita el seguimiento operativo de las redes de AT, MT y unifilares de potencia de las ET (Estaciones Transformadoras) en un ambiente gráfico por interacción del operador con las redes sobre el mímico, o en forma automática si las posibles fuentes de datos están previamente sincronizadas (SCADA y manuales).


Por otro lado, y en forma simultánea a dicho seguimiento, se debe generar una BD de eventos - interrupciones que permita determinar aguas abajo de los Aparatos de Maniobra (AM) los cambios topológicos (cambios de distribuidor) y de estado (Abierto – Cerrado, en servicio o fuera de servicio) de los distintos componentes siguiendo la jerarquía topológica de la red y sus diferentes componentes desde los puntos de suministro hasta el usuario.

Cada maniobra posible de realizar en la red está asociada a una configuración distinta de la misma, por lo que la información relativa a esta configuración debe ser almacenada en tablas de datos que se modifican para cada maniobra siendo representativas de una “foto” instantánea de la red.

En base de todo lo mencionado anteriormente, es necesario contar con una “foto” de la red a principio del mes a estudiar con la información concerniente a la red, topología de la misma, Setas/CT`s y su vinculación con los tramos de la red, aparatos de maniobra y asignación de los mismos a los respectivos tramos y estado de los mismos, etc.

En relación con los usuarios se debe contar con listado de los mismos que están dados de alta al comienzo del mes. Adicionalmente, se debe contar con una tabla de “movimientos” que refleje desde el punto de vista comercial, las altas, bajas definitivas, bajas temporales (corte de suministro por falta de pago), reconexiones, etc. con fecha y hora, que permitan seguir el historial de la situación comercial del usuario a lo largo del mes estudiado.

Sobre la base de esta información se deben simular las maniobras o eventos, ya sea de MT como de BT, esto es: apertura y cierre de aparatos de maniobra o tramos (por rotura de los mismos), afectación sólo de Setas, etc. La base de datos donde se almacene la información asociada con cada maniobra debe permitir el reprocesamiento de las mismas ante la ocurrencia de eventuales errores de distinto tipo u olvidos/omisiones.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 115
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

El resultado esperado del procesamiento de los eventos e información mínima a resguardar por cada evento ocurrido, considerando el cálculo posterior de índices y compensaciones, debería incluir:

- Fecha y hora de inicio:
Si la maniobra es cargada manualmente, esta Fecha/Hora es la menor de:
 - Un reclamo de un cliente
 - La consignada en un registrador de la campaña del nivel de tensión
 - La verificada por una guardia
 - Si la maniobra es cargada desde un sistema SCADA, la Fecha y Hora la proporciona el SCADA
- Fecha y hora de finalización:
Considerando la posibilidad que la reposición a los distintas CT's o usuarios afectados se realice en una o varias instancias (Reposiciones). Para cada una debe almacenarse la Fecha/Hora
- Implicancias de la interrupción:
Se debe consignar las CT's y usuarios afectados, tanto cuando salen o entran en servicio ("historial" de cada CT/Cliente)

Indicadores e Índices de la Calidad de Servicio


Para la evaluación de la calidad de servicio técnico normalmente se emplean dos tipos de indicadores, Globales e Individuales.

a) Indicadores globales (asociados a la red de distribución):

- SAIFI: Frecuencia media de interrupción promedio del sistema. Representa la cantidad de veces que el kVA (o CT's) promedio sufrió una interrupción de servicio en el período analizado.
- SAIDI: Duración de interrupción promedio del sistema. Representa el tiempo, en valor medio, que cada kVA (o CT's) estuvo sin suministro en el período analizado.

Estos indicadores de tipo global brindan información sobre la calidad de servicio de la red de distribución y eventualmente generan compensaciones a ser distribuidas en todos los usuarios.

b) Indicadores individuales (asociados a cliente afectados):

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 116
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

- SAIFI_{US}: Frecuencia de interrupción por usuario (interrupciones/ usuario/ periodo).
- SAIDI_{US}: Duración de interrupción por usuario (horas/ usuario/ periodo).

Estos indicadores de tipo individual brindan información sobre la calidad de servicio brindado a los usuarios y eventualmente generan compensaciones asociadas a los usuarios afectados por dicha mala calidad.

3.5.2. Generalidades sobre la Calidad de Producto Técnico


Para el control de la Calidad de Producto se debe considerar, analizar y evaluar la calidad de la onda de tensión, abarcando aspectos relacionados con el control del nivel de tensión y las perturbaciones presentes en el punto de suministro. El análisis y la evaluación de la calidad de la forma de onda se realizan en función de indicadores, que en general consideran problemas de nivel de tensión, armónicos y fluctuaciones (flicker). Algunas normativas eventualmente contemplan además la evaluación del desbalance de tensión y las variaciones de frecuencia. Muy rara vez se evalúan sistemáticamente los eventos (microcortes, sag, swell, noth, etc.).

El control permite cuantificar, calificar y valorar la Calidad del Producto, en base a la evaluación de mediciones y registros de parámetros e indicadores relacionados con la tensión (Nivel de tensión, Distorsión Armónica Individual (Vh%), Distorsión Armónica Total (THD), Flicker (fluctuaciones de tensión), etc.) en redes de distribución. La fuente de información a partir de la cual se realizan los cálculos de los indicadores citados, provienen de la implementación de una campaña sistemática de medición que permite adquirir y procesar información sobre el nivel de la tensión y sus perturbaciones al nivel de suministro en distintos puntos de la red.

Aspectos Metodológicos del Control de Calidad de Producto

Para lograr los resultados requeridos es necesario un conjunto de herramientas computacionales específicas que permitan:

- Procesar (offline) las mediciones realizadas, verificando validez de registros y mediciones, considerando valores registrados, instalación/retiro de equipos, etc.
- Considerar la dinámica topológica y operativa de la red, generando un conjunto de tablas (reglamentadas) o BD para cada punto de medición con baja calidad (resguardando estados y usuarios afectados).

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 117
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

- Evaluar adecuadamente la calidad del producto suministrado (Análisis de la BD para el cálculo de indicadores y compensaciones).
- Periodos de control: En general semestral o anual sobre la base de entregas de mensuales (registro de eventos con entrega mensual de información establecida, cálculos parciales mensuales e integración en períodos semestrales o anuales).

La metodología se implementa a través de una campaña de medición con entrega de información mensual y cálculo de indicadores que generalmente se realizan en forma semestral.

a) En relación a Nivel de tensión



El control del nivel de tensión se implementa a partir de mediciones realizadas sobre usuarios y/o centros MT/BT. La metodología considera la validez de los registros y las mediciones (según la reglamentación). Por validez de la medición se entiende los requerimientos que debe cumplir el contenido de los registros almacenados en el equipo de medición, tal que permitan obtener un archivo de datos con información adecuada y suficiente para valorar la calidad del nivel de tensión en un punto determinado considerando el período de control establecido (7 días).

Los criterios generales para considerar un Registro No Válido, son los siguientes:

- Que el período de Integración de cada registro sea distinto de 15 minutos.
- Que los valores de tensión eficaz resulten menores o mayores a un cierto porcentaje del valor de tensión nominal. Se suelen usar valores del 75% (menores) y del 120% (mayores) que la tensión nominal. En mediciones trifásicas, se considera como registro no válido cuando al menos uno de los 3 valores monofásicos sea menor o mayor a los valores citados precedentemente.
- Que el contenido del registro muestre incoherencias respecto al tipo de valor esperado (negativos, textos, etc.)
- Que la fecha sea anterior o posterior a la fecha de medición.

A su vez, los criterios para considerar Mediciones No Válidas son los siguientes:

- Que la cantidad total de registros válidos sea menor a una cierta cantidad (mínimo 576 registros válidos y en otros casos se consideran 480, los cuales

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 118
	TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

son equivalentes a 6 o 5 días de registro corridos respectivamente). Son considerados como medición fallida (archivos cortos).


- Que los datos informados en Planillas de Instalación y Retiro no permita garantizar su adecuado procesamiento.
- Nombre incorrecto del archivo o campos del mismo.
- Equipo utilizado por la Distribuidora no aprobado por el ente regulador.

De la información contenida en una medición, se debe disponer de las herramientas informáticas que permitan desarrollar los siguientes procesamientos:

- Contabilizar registros por bandas y cantidad de energía entregada con mala calidad
- Evaluar la cantidad de registros fuera de la banda de tensión aceptable, denominada Frecuencia equivalente fuera de los límites admisibles (FEBNoPER)
- Clasificar mediciones según límite admisible para FEBNoPER (3 ó 5 %) en:
- Medición Válida No Penalizada (medición VnP)
- Medición Válida Penalizada / Requiere Remedición (medición VP)
- Medición No Válida / Requiere Remedición (medición NV)
- Cálculo del Factor de Compensación para mediciones VP: Considera la desviación no admisible y es la base para determinar la compensación correspondiente. Este Factor es único para cada medición VP
- A partir de este factor se compensa a los usuarios de manera individual y global
- Compensación Individual (considera solo los usuarios directamente afectados, refleja la calidad recibida y por la cual paga cada usuario).
- Compensación Global (considera todas las mediciones realizadas, refleja estado del sistema). Se calcula semestralmente considerando una ventana móvil anual y las mediciones penalizadas contenidas en ella.

La compensación global se calcula agrupando cada tipo de Usuario, en relación a las tolerancias admisibles (Urbano – Rural) y será aplicada a todos en forma proporcional al consumo individual del semestre controlado. Se exceptúa a los que perciben compensación individual.

b) En relación a Armónicos y Flicker

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 119
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

El control de perturbaciones armónicas y fluctuaciones de tensión (Flicker) se implementa a partir de mediciones realizadas sobre usuarios y/o centros MT/BT. La metodología considera la validez de los registros y las mediciones (según la reglamentación). Por validez de la medición se entiende los requerimientos que debe cumplir el contenido de los registros almacenados en el equipo de medición, tal que permitan obtener un archivo de datos con información adecuada y suficiente para valorar la calidad del nivel de tensión en un punto determinado considerando el período de control establecido (7 días).

Los criterios generales para considerar un Registro o medición No Válida, son similares a los indicados para el caso de control del nivel de tensión considerando en este caso un período de Integración de cada registro en 10 minutos.

A partir de registros y mediciones validadas, se calculan indicadores y compensaciones según los siguientes criterios:



- Medición Penalizada de Flicker será aquella donde se supera Pst de referencia en más del 5 % del período medición. Para cada registro (k) con energía suministrada en malas condiciones de calidad, se aplican factores de penalización que permiten arribar al cálculo de una penalización.
- Medición Penalizada de armónico será aquella donde una o más tensiones armónicas individuales ó la distorsión armónica total (THD) superan el nivel de referencia correspondiente, en más del 5 % del periodo de medición. Para cada registro (k) con energía suministrada en malas condiciones de calidad se aplican factores de penalización que permiten determinar el cálculo de una penalización.

En el caso de las penalizaciones por armónicos y flicker, estas se retribuyen a los usuarios afectados y detectados a través de mediciones.

Implementación de Campaña de Medición

Para los propósitos del control de la Calidad de Producto Técnico, las distribuidoras deben garantizar la realización de una determinada cantidad de mediciones mensuales validas, con duración no inferior a 7 días corridos en distintos puntos de la red.

Los puntos de la red en la cual se desarrollan las mediciones generalmente tienen ubicaciones que son elegidos por el ente regulador con algún criterio que permita monitorear distintas zonas o sectores cómo así también distintas localizaciones de la red

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 120
	TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

de distribución (en algunos casos pueden ocupar lugares fijos). La selección de puntos debe prever la realización de mediciones trifásicas en un porcentaje que contemple como mínimo la relación de usuarios trifásicos/totales de cada Distribuidora.


A los efectos de las actividades de auditoría, el ente regulador debe informar con una anticipación razonable al mes a controlar, la cantidad de puntos a ser medidos y su ubicación. A su vez la Distribuidora, en base a los recursos disponibles, debe efectuar un cronograma tentativo de instalación y retiro de los equipos registradores considerando el cronograma de las mediciones y eventuales remediciones (en situaciones de mediciones fallidas o no válidas).

Es recomendable que tanto la instalación como el retiro de los equipos sean presenciados por un encargado/auditor que designe el organismo de control, quien debe verificar y asegurar la inviolabilidad de la información de la medición y adicionalmente obtener una copia del archivo de la medición sin ningún tipo de procesamiento previo.

El equipamiento a utilizar tanto para el control del nivel de tensión como el de perturbaciones, debe contar con la aprobación del ente regulador. Para el caso de medición del nivel de tensión, generalmente el equipamiento destinado a la medición debe permitir la medición y registro promedio cada 15 minutos de ciertas variables (tensión y corriente eficaz, energía/potencia activa consumida en el punto de medición, integrada en períodos de 15 minutos sincronizados con los de tensión, etc.), durante un período de medición no inferior a 7 días corridos.

Adicionalmente estos equipos suelen tener capacidad de calcular y almacenar en forma conjunta al perfil de tensión, la tasa de distorsión total armónica (THD) y las variaciones de tensión ($\Delta v/v$). El registro de estos parámetros permite conocer de forma preliminar el estado de la red en cuanto a perturbaciones, contribuyendo con información básica a la determinación de puntos de medición para la realización de mediciones más precisas sobre las perturbaciones mencionadas.

Por su parte para la medición de perturbaciones (armónicos y flicker) propiamente dicha, las normativas internacionales recomiendan el registro promedio de los parámetros de interés cada 10 minutos durante un período de medición no inferior a 7 días corridos. La medición durante este período permite evaluar la calidad del suministro tanto en días hábiles como no hábiles, las cuales tienen características diferenciadas. Generalmente la cantidad de mediciones dedicadas al control de perturbaciones es mucho menor que las consignadas para el monitoreo del nivel de tensión.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 121
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Las regulaciones a nivel nacional, describen las características técnicas de los equipos registradores y de la exactitud del sistema de medición, requeridos para cada una de las campañas, las cuales se ajustan a particularidades definidas en normas IRAM o IEC. Los equipos registradores y su instalación deben adecuarse a estándares de seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como en la vía pública.

Cabe acotar que las características técnicas de los equipos destinados para la medición de perturbaciones tienen particularidades distintivas de los empleados en la campaña de medición del nivel de tensión.

3.5.3. Calidad del Servicio Comercial

El control de la calidad del servicio comercial se realiza mediante el análisis y procesamiento de la información comercial sobre conexiones, reconexiones, reclamos, reposición del servicio debido a interrupciones u otros motivos y facturación, que las distribuidoras entregan al ente regulador en forma mensual y anual. Adicionalmente a ello se verifica la exactitud de los medidores de energía instalados en los clientes.


Para el control de servicio comercial se analiza y evalúa la calidad de atención comercial a través de indicadores, tiene en cuenta los tiempos de respuesta (conexión y reconexión, reclamos, etc.) y aspectos relacionados con la facturación.

Este aspecto de calidad no es objeto de este reporte, el cual solo se enfoca en los aspectos técnicos del suministro eléctrico.

3.5.4. Etapas de Implementación Propuestas para TDF

La implementación de un régimen que permita llevar a cabo el control del suministro eléctrico (Calidad de Servicio y Calidad de Producto) que entregan las Distribuidoras de energía a sus usuarios, requiere de la definición y aplicación de una normativa de regulación y de la existencia de una estructura (equipamientos, sistemas y herramientas informáticas, personal capacitado, etc.), que permita desplegar las actividades requeridas.

Para la ejecución de estas actividades y considerando la infraestructura actual disponible en las empresas, las mismas deberán adecuar y/o modernizar los sistemas

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 122
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

de registros de información, sistemas informáticos y herramientas de cálculo para la determinación e información de los indicadores y sanciones, contemplando además el desarrollo de las campañas de medición pertinentes.

Por lo anterior y considerando la experiencia en el país en la implementación de este tipo de régimen, se propone la ejecución por etapas a los efectos de definir los alcances regulatorios, como también para preparar y adecuar la infraestructura necesaria en las Distribuidoras a los efectos de implementar el control pretendido.

De manera similar la implementación de un régimen de control de calidad requiere del soporte legal necesario, determinación de obligaciones de las partes y definiciones necesarias para disponer de la figura de un Ente Regulador que fiscalice el cumplimiento y desarrollo del mismo.


Es así que se sugieren las siguientes etapas de aplicación y sus alcances:

- **Etapas de Adecuación o Preliminar** (duración 6 a 12 meses): revisar y completar la metodología de medición y control de indicadores a fiscalizar en las etapas posteriores, adecuación de los instrumentos, registros de información y herramientas informáticas necesarias.
- **Etapas 1** (duración de 12 meses a partir de etapa preliminar): medición y registro de parámetros e información, cálculo de indicadores y evaluación de la calidad real con el objeto de fijar objetivos de calidad (límites admisibles) para las redes de distribución bajo estudio.
- **Etapas 2** (duración de 24 meses a partir de la etapa 1): medición y registro de parámetros e información, cálculo de indicadores y sanciones o compensaciones a usuarios afectados.
- **Etapas de Régimen** (de aplicación posterior a la etapa 2): eventual reajuste de límites admisibles y metodologías de control, para aplicación y control durante el periodo de concesión o actividad de las distribuidoras.

Etapas de Adecuación o Preliminar

En esta etapa las tareas a desarrollar están enfocadas en alcanzar los siguientes propósitos.

Para relevamiento de la calidad actual e instrumentación de un control preliminar:

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 123
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Definir la conformación de un organismo Regulador (comisión, ente, etc.), y del instrumento legal correspondiente en la cual se puntualicen responsabilidades/ obligaciones de las partes/ actores.

Establecer un marco regulatorio básico (definición de indicadores, referencias, información y mediciones, formatos, etc.), que contenga los aspectos metodológicos, pautas y sugerencias que se han citado en los puntos anteriores de este informe.

En forma específica, los propósitos que se deben alcanzar para la Calidad de Servicio y la Calidad de Producto son los siguientes.

Para Calidad de Servicio:

Instrumentar los mecanismos y medios necesarios para definir y conformar la fuente de información que se utilizará para el cálculo de los indicadores. Para ello es necesario contar básicamente con información relacionada a la vinculación de los usuarios con la red de distribución, la cual debe permitir la identificación de los usuarios afectados ante la acción de un aparato de maniobra o protección, o salida de servicio de algún elemento de la red, ya sea dispuesto en MT o BT.


Implementar un sistema de registro de eventos, alimentado con información de reclamos, mediciones, libros de guardia, etc., que permita de manera unívoca registrar el instante de ocurrencia de un corte de suministro y de cualquier maniobra ejecutada para la reposición del servicio (transferencia de carga, reposición, etc.).

Para Calidad de Producto:

Instrumentar los mecanismos y equipamientos necesarios para la medición y recolección de información sobre perfiles de tensión en alimentadores de MT, y en bornes de baja de una cantidad de estaciones MT/BT.

Definir cantidad de estaciones MT/BT a medir (equipos a utilizar, puntos de medición, rotación, etc.), considerando las mediciones existentes. Ello prevé realizar el relevamiento de mediciones existentes y la instrumentación de los medios necesarios para implementar las mediciones faltantes.

Respecto del marco normativo básico a implementar y los aspectos regulatorios que se deben definir en esta etapa, es importante destacar que distintas provincias de nuestro país están aplicando regulaciones las cuales contienen en su origen, metodologías de control del tipo gradual como la propuesta.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 124
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

En este sentido, las pautas a regular y aplicar, así como la definición información a presentar por las distribuidoras están sugeridas en el presente documento mientras que la labor de fiscalización ha sido y es ejercida por distintos tipos de organismos/entes nacionales y provinciales de regulación. En los sitios web de estos organismos se pueden encontrar resoluciones y normativas específicas las cuales pueden servir como base para establecer los alcances del marco regulatorio que se pretende implementar.

Etapas 1

En esta etapa se pretende conocer el estado actual de la calidad y en base a valores de referencia definidos en la etapa preliminar, evaluar el servicio y el producto asociado a las redes de distribución.

En esta etapa **no se prevé la aplicación de penalizaciones**, por lo tanto, los usuarios no serán compensados por situaciones de baja calidad.

Para Calidad de Servicio (CS):

Se prevé realizar el control mediante índices globales y valores de referencia que permitan evaluar el grado de cumplimiento de los indicadores de frecuencia de interrupciones (SAIFI) y tiempo total de interrupción (SAIDI) de la red.


Se propone llevar a cabo el control durante períodos semestrales, con envío de información mensual a través de medios y formatos establecidos.

Solo se computarán las interrupciones mayores a 3 minutos (> 3 min), tanto en distribución como déficit en abastecimiento (generación).

Para Calidad de Producto (CP):

Se propone llevar a cabo el registro continuo e informatizado del nivel de tensión en la salida de alimentadores de los centros de distribución MT/MT. Estos registros también podrán brindar información que puede ser utilizada en la identificación de eventos en la red para los fines de Calidad de Servicio.

Efectuar mensualmente, mediante mediciones rotativas, un registro informatizado de tensión en las barras de salida de al menos el 3% de los centros de transformación MT/BT existentes, durante un período de 7 días corridos.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 125
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Prever el registro del nivel de tensión (durante 7 días corridos) en hasta 10 puntos simultáneos, elegidos por el Regulador.

Los registros obtenidos de los equipamientos utilizados también deben brindar información sobre perturbaciones (THD y $\Delta v/v$). Para ello los equipamientos a utilizar deberán disponer la posibilidad de registrar estos parámetros, los cuales se deben definir en la etapa anterior.

Al igual que Calidad de Servicio, se prevé un período de control semestral, con envío de información mensual a través de medios y formatos establecidos.

Para la Etapa 2:

En base a la aplicación de la regulación utilizada y de los resultados obtenidos, se prevé el establecimiento/modificación del marco regulatorio, con incorporación más detallada de aspectos metodológicos, sanciones, límites admisibles, etc.

Etapa 2

En esta etapa se evaluará el estado de la Calidad de Servicio y Calidad de Producto asociado a las redes de distribución, en base a valores de referencia revisados en la Etapa 1.

En esta etapa se prevé la aplicación de penalizaciones, es decir se realizará la compensación a los usuarios por situaciones de baja calidad. Las sanciones se aplicarán en forma de bonificación en la facturación de usuarios afectados, al cierre del semestre.


El período de control será semestral, con envío de información mensual de acuerdo a formatos establecidos.

Para Calidad de Servicio:

Se prevé el control mediante índices y límites admisibles, evaluando el grado de cumplimiento de los indicadores globales SAIFI y SAIDI, e individuales SAIFlus y SAIDIus (por usuario).

Las compensaciones semestrales se calcularán en base a la valoración de la Energía No Suministrada (ENS), según los valores obtenidos de los indicadores.

Para Calidad de Producto:

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 126
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Se desarrollará el control de tensión a nivel de suministro, mediante campañas de medición, que permitirán adquirir y procesar información sobre curvas de carga y nivel de la tensión en suministros, en distintos puntos de la red.

Se aplicarán sanciones si se verifica el incumplimiento de los límites establecidos, pesadas según grado de apartamiento, durante un tiempo superior al 5 % del periodo de medición (mínimo de una semana).

Para la etapa de Régimen:

En base a los resultados obtenidos de la Etapa 2 para los indicadores utilizados en la estimación de la Calidad de Servicio y de Producto, se deberá analizar y valorar el grado de cumplimiento por parte de las empresas distribuidoras al régimen de control establecido.


La evaluación debe servir para conocer si las empresas distribuidoras han realizado las mejoras e inversiones correspondientes y necesarias para subsanar o eliminar situaciones con mala o baja calidad, considerando el efecto de las penalizaciones aplicadas. En lo posible, este análisis deberá contener el grado de satisfacción obtenido por parte de los usuarios por el suministro recibido, considerando si las bonificaciones percibidas en las situaciones con prestaciones de mala o baja calidad, han sido las apropiadas.

De la evaluación resultante se revisarán los alcances y limitaciones de la metodología de control implementada, y en especial el desempeño de las empresas Distribuidoras desde el punto de vista de los plazos establecidos. De ser necesario, se realizarán los ajustes pertinentes al marco regulatorio para aplicar en la Etapa de Régimen.

Etapa de Régimen

En base las definiciones obtenidas de la etapa anterior, y con el marco regulatorio resultante, se desarrollará la implementación de la Etapa de Régimen con los alcances que se estimen pertinentes.

Se recomienda incluir en la normativa el período de tiempo a partir del cual se realizará la revisión de los alcances del marco regulatorio vigente, a los efectos de contemplar los cambios que generalmente se dan a medida que crece la población de usuarios, ampliaciones o modificaciones de la topología de la red de distribución, cambios tecnológicos y otras situaciones que requieran una atención especial.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 127
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

4. ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE DEMANDA

El objetivo en este punto es estimar el consumo de energía eléctrica, cantidad de usuarios y demanda de potencia máxima de ambas distribuidoras.

Las estimaciones fueron realizadas en base a la práctica regulatoria y la teoría econométrica, siempre considerando aquellas metodologías que se consideran más adecuadas para la calidad y disponibilidad de datos para el caso bajo estudio.

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos y en Anexo se detallan los criterios metodológicos y demás datos utilizados y obtenidos.

4.1. Proyección para la CRG



Para Río Grande, la información base para la estimación de los consumos de energía y posteriormente el número de usuarios está constituido por los registros históricos de la Cooperativa entre los años 2010 y 2022.

Para alcanzar una mayor precisión en la estimación de los consumos, la información disponible se separó por categorías homogéneas de consumos, por ende, de comportamiento. Se conformaron cinco grupos tarifarios los cuales son corresponden a las categorías:

- Residenciales
- Generales
- Demandas Medianas
- Demandas Grandes
- Alumbrado Público

Para la estimación del Consumo de Energía Eléctrica se plantea un Modelo Lineal General (MLG), los parámetros del modelo son estimados a partir por mínimos cuadrados ordinarios (MCO) y por Regresión por Cuantiles (QR siglas en inglés). Por otro lado, se aplicó un Análisis de Series de Tiempo mediante el uso de Suavización Exponencial Multiplicativa Holt-Winters (H-W), para la predicción autorregresiva de las variables utilizadas como exógenas.

Para el caso MCO se aplicó la prueba de significancia individual (test de Student) como medida de evaluación del modelo, también se realizó pruebas de autocorrección

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 128
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

entre las perturbaciones del modelo a partir del test d de Durbin-Watson. Finalmente, para determinar la utilidad del modelo de predicción se realizó la prueba de Bondad de ajuste (R^2).

Para la estimación del consumo de energía se utilizan como variables explicativas al precio del bien representado por el precio monómico de la energía (\$ constantes de 2022), el ingreso de los consumidores constituido por el Estimador Mensual de la Actividad Económica (EMAE), precio del complementario representado por el precio de los electrodomésticos, la estacionalidad representada por variables dicotómicas para cada mes del año, también se considera el ciclo de la economía, estimado a partir del filtro de Hodrick-Prescott.

En cuanto a las proyecciones, se plantean dos escenarios de pronóstico, un escenario MODERADO influido por el contexto económico actual estimado a partir de MCO y un escenario OPTIMISTA influido por la demanda de mayor consumo energético en cada sector a partir de la técnica de Regresión por Cuantiles para el cuantil 0,75.

La Tabla 4.1 presenta la estimación de las tasas de crecimiento anual estimadas de venta de Energía (promedio de tasas interanuales) para el escenario MODERADO a partir de la implementación de Mínimos Cuadrados Ordinarios

Tabla 4.1: Tasas de Crecimiento Anual Estimadas de Venta de Energía – Escenario MODERADO

Año	Residencial	General	Medianas Demandas	Grandes Demandas	Alumbrado Público	Total
2023	3,01%	-0.89%	-5,92%	-0,73%	1,50%	-0,18%
2024	5,42%	1,52%	9,18%	5,51%	1,20%	5,22%
2025	1,56%	0,64%	0,60%	3,17%	1,79%	2,38%
2026	1,85%	0,64%	0,55%	3,86%	1,45%	2,86%
2027	1,71%	0,64%	0,51%	3,80%	1,41%	2,80%
2028	1,82%	0,63%	0,49%	3,41%	1,13%	2,59%
2024-2028	2,47%	0,81%	2,27%	3,95%	1,40%	3,17%

La Tabla 4.2 presenta la estimación de las tasas de crecimiento anual estimadas de venta de Energía (promedio de tasas interanuales) para el escenario OPTIMISTA a partir del Análisis de Series de Tiempo mediante el uso de Regresión por Cuantiles (QR).



 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 129
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

Tabla 4.2: Tasas de Crecimiento Anual Estimadas de Venta de Energía - Escenario OPTIMISTA

Año	Residencial	General	Medianas Demandas	Grandes Demandas	Alumbrado Público	Total
2023	3,26%	-0,77%	-2,80%	0,79%	2,73%	1,02%
2024	5,75%	1,58%	11,19%	6,51%	1,52%	6,04%
2025	1,65%	0,72%	0,74%	4,13%	1,50%	2,99%
2026	1,96%	0,72%	0,88%	4,69%	1,48%	3,43%
2027	1,81%	0,71%	0,83%	4,66%	1,45%	3,40%
2028	1,92%	0,71%	0,81%	4,38%	1,43%	3,27%
2024-2028	2,62%	0,89%	2,90%	4,87%	1,49%	3,83%

La Tabla 4.3 compara las tasas de crecimiento estimadas de venta de energía total para la distribuidora CRG en los escenarios MODERADO y OPTIMISTA, en términos de promedio de tasas interanuales, durante el periodo 2023-2028.

Tabla 4.3: Tasas de Crecimiento Anual Estimadas de Venta de Energía

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas de Venta de Energía [%]	
	Escenario Moderado	Escenario Optimista
2023	-0,18%	1,02%
2024	5,22%	6,04%
2025	2,38%	2,99%
2026	2,86%	3,43%
2027	2,80%	3,40%
2028	2,59%	3,27%
2024-2028	3,17%	3,83%

En cuanto a la estimación del Número de Usuarios, se utilizaron como variables explicativas la Población de Tierra del Fuego (proyectadas por INDEC 2010-2040), el Producto Interno Bruto de Argentina, el Empleo Industrial representado por los asalariados registrados del sector privado de la provincia de Tierra del Fuego y la Inercia de la propia variable dependiente rezagada un periodo.

La estimación del número de usuarios se encara a partir del método de Mínimos Cuadrados Ordinarios para el promedio anual de Clientes de cada una de las categorías tarifarias consideradas.

Luego de estimar la regresión se realizó la predicción a futuro, estimando la tasa de crecimiento probable para la cantidad de usuarios, a partir de datos estimados para cada una de las variables explicativas.

La Tabla 4.4 presenta las estimaciones para la cantidad de Usuarios Total de la empresa distribuidora Cooperativa Eléctrica de Río Grande.

Tabla 4.4: Tasas de crecimiento en la cantidad de Usuarios Total

Año	Residencial	General	Medianas Demandas	Grandes Demandas	Total
2023	1,94%	1,58%	15,29%	-4,71%	2,09%
2024	2,63%	2,58%	9,25%	2,11%	2,74%
2025	2,64%	2,58%	4,39%	2,11%	2,67%
2026	2,65%	2,58%	4,39%	2,11%	2,68%
2027	2,66%	2,58%	4,39%	2,11%	2,69%
2028	2,67%	2,58%	4,39%	2,12%	2,70%
2024-2028	2,65%	2,58%	5,36%	2,11%	2,69%

En cuanto a la proyección de la Demanda Máxima se calcula a partir de los resultados de los pronósticos de energía de la empresa de distribución Cooperativa Eléctrica de Río Grande, el factor de pérdidas y el factor de carga estimado para el periodo de análisis. Para el cálculo de las pérdidas y el factor de carga se utilizó información histórica de compra de energía y facturación de energía y potencias máximas contratadas.

En base a la información pasada se obtuvo el promedio de pérdidas anuales en el sistema de distribución para el periodo 2010-2022, este valor fue del 5,10% y el Factor de Carga anual resultó un valor de 0,76. Estos valores se consideraron constantes para el periodo de proyección (2023-2028).

Se estimó el valor de la Potencia Máxima para un escenario MODERADO y un escenario OPTIMISTA en base a la energía pronosticada previamente para estos escenarios en el periodo 2023-2028.

La Tabla 4.5 presenta los resultados de la potencia máxima anual y las tasas de crecimiento anuales para los escenarios MODERADOS y OPTIMISTA. El pronóstico de la demanda máxima también se muestra en la Figura 4.1.

Tabla 4.5: Estimación de potencia máxima periodo 2023-2028

Año	MODERADO		OPTIMISTA	
	Pot. max. [MW]	Crec. Pmax [%]	Pot. max. [MW]	Crec. Pmax [%]
2019	50,46		50,46	
2020	53,73	6,48%	53,73	6,48%
2021	55,85	3,95%	55,85	3,95%
2022	59,16	5,93%	59,16	5,93%
2023	58,65	-0,87%	58,94	-0,38%
2024	61,71	5,22%	62,50	6,04%
2025	63,18	2,38%	64,37	2,99%
2026	64,98	2,86%	66,57	3,43%
2027	66,80	2,80%	68,84	3,40%
2028	68,53	2,59%	71,09	3,27%
2024-2028		3,17%		3,83%

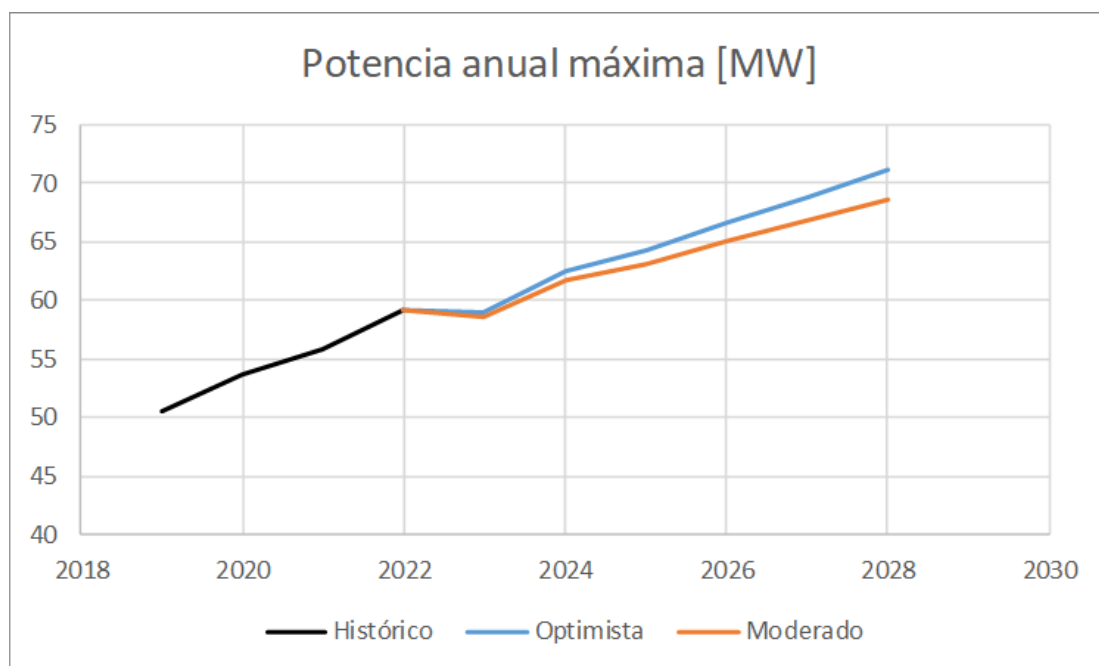



Figura 4.1: Potencia máxima escenario MODERADO y OPTIMISTA

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 132
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

4.2. Proyección para la DPE

Esta parte del estudio comprende la ciudad de Ushuaia y la localidad de Tolhuin, las localidades de Almanza y San Sebastián no fueron consideradas porque se carecía de registros históricos representativos (salvo para el número de usuarios).

La información base para la estimación de los consumos de energía y posteriormente el número de usuarios está constituido por los registros históricos de la DPE y el banco de datos del Instituto Provincial de Análisis e Investigación, Estadística y Censos (IPIEC) entre los años 2016 y 2022.

Para alcanzar una mayor precisión en la estimación de los consumos, la información disponible se separó por categorías homogéneas de consumos, por ende, de comportamiento. Al igual que para CRG, se conformaron cinco grupos tarifarios los cuales son corresponden a las categorías:

- Residenciales
- Generales
- Demandas Medianas
- Demandas Grandes
- Alumbrado Público

Para la estimación del Consumo de Energía Eléctrica se plantea un Modelo Lineal General (MLG), los parámetros del modelo son estimados a partir por mínimos cuadrados ordinarios (MCO) y por Regresión por Cuantiles (QR siglas en inglés). Por otro lado, se aplicó un Análisis de Series de Tiempo mediante el uso de Suavización Exponencial Multiplicativa Holt-Winters (H-W), para la predicción autorregresiva de las variables utilizadas como exógenas.

Para el caso MCO se aplicó la prueba de significancia individual (test de Student) como medida de evaluación del modelo, también se realizó pruebas de autocorrección entre las perturbaciones del modelo a partir del test d de Durbin-Watson. Finalmente, para determinar la utilidad del modelo de predicción se realizó la prueba de Bondad de ajuste (R^2).

Para la estimación del consumo de energía se utilizan como variables explicativas al precio del bien representado por el precio monómico de la energía (\$ constantes de 2022), el ingreso de los consumidores constituido por el Estimador Mensual de la

Actividad Económica (EMAE), precio del complementario representado por el precio de los electrodomésticos, la estacionalidad representada por variables dicotómicas para cada mes del año.

En cuanto a las proyecciones, se plantean dos escenarios de pronóstico, un escenario MODERADO influido por el contexto económico actual estimado a partir de MCO y un escenario OPTIMISTA influido por la demanda de mayor consumo energético en cada sector a partir de la técnica de Regresión por Cuantiles para el cuantil 0,75.

La Tabla 4.6 presenta la estimación de las tasas de crecimiento anual estimadas de venta de Energía (promedio de tasas interanuales) para el escenario MODERADO a partir de la implementación de Mínimos Cuadrados Ordinarios

Tabla 4.6: Tasas de Crecimiento Anual Estimadas de Venta de Energía – Escenario MODERADO

Año	Residencial	General	Medianas Demandas	Grandes Demandas	Alumbrado Público	Total
2023	2,77%	0,57%	0,15%	1,37%	-0,27%	0,97%
2024	2,89%	1,91%	0,11%	0,70%	1,11%	1,78%
2025	2,59%	2,11%	0,60%	1,20%	1,54%	1,93%
2026	2,39%	1,92%	0,35%	1,18%	1,52%	1,82%
2027	2,68%	1,95%	0,31%	1,17%	1,49%	1,92%
2028	2,19%	1,85%	0,13%	1,16%	1,47%	1,72%
2024-2028	2,55%	1,95%	0,30%	1,08%	1,43%	1,84%

La Tabla 4.7 presenta la estimación de las tasas de crecimiento anual estimadas de venta de Energía (promedio de tasas interanuales) para el escenario OPTIMISTA a partir del Análisis de Series de Tiempo mediante el uso de Regresión por Cuantiles (QR).

Por su parte, la Tabla 4.8 compara las tasas de crecimiento estimadas de venta de energía total para la DPE (en particular ciudades de Ushuaia y Tolhuin) en los escenarios MODERADO y OPTIMISTA, en términos de promedio de tasas interanuales, durante el periodo 2023-2028.



 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 134
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

Tabla 4.7: Tasas de Crecimiento Anual Estimadas de Venta de Energía - Escenario OPTIMISTA

Año	Residencial	General	Medianas Demandas	Grandes Demandas	Alumbrado Público	Total
2023	3,05%	1,17%	0,42%	5,29%	4,30%	3,40%
2024	3,44%	2,30%	0,72%	1,66%	1,32%	2,16%
2025	3,19%	2,39%	0,95%	1,47%	1,62%	2,23%
2026	2,81%	2,25%	0,82%	1,45%	1,60%	2,07%
2027	3,24%	2,23%	0,78%	1,43%	1,57%	2,21%
2028	2,54%	2,15%	0,44%	1,41%	1,55%	1,93%
2024-2028	3,05%	2,26%	0,74%	1,48%	1,53%	2,12%

Tabla 4.8: Tasas de Crecimiento Anual Estimadas de Venta de Energía

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas de Venta de Energía [%]	
	Escenario Moderado	Escenario Optimista
2023	0,97%	3,40%
2024	1,78%	2,16%
2025	1,93%	2,23%
2026	1,82%	2,07%
2027	1,92%	2,21%
2028	1,72%	1,93%
2024-2028	1,84%	2,12%

En cuanto a la estimación del Número de Usuarios, se utilizaron como variables explicativas la Población de Tierra del Fuego (proyectadas por INDEC 2010-2040), el PBI de Argentina, el Empleo Industrial representado por los asalariados registrados del sector privado de la provincia de Tierra del Fuego y la Inercia de la propia variable dependiente rezagada un periodo.

La estimación del número de usuarios se encara a partir del método de Mínimos Cuadrados Ordinarios para el promedio anual de Clientes de cada una de las categorías tarifarias consideradas. Aquí se tienen en cuenta además San Sebastián y Almanza.

Para estimar la proyección del número de usuarios de la empresa DPE se utilizan dos metodologías. Por un lado, la regresión de Mínimos Cuadrados Ordinarios

(Escenario optimista) y por el otro el análisis de series de tiempo a partir de la metodología de suavización exponencial de Holt Winters (Escenario Moderado). Ambos modelos estiman el número total de usuarios (al mes de diciembre de cada año), el número de usuarios por sector tarifario se puede estimar a partir del porcentaje de participación de cada sector tarifario en el número total de usuarios.

La tabla 4.9 muestra la estimación del número de usuarios para los escenarios moderado y optimista.

Tabla 4.9: Cantidad y tasas de crecimiento del número de Usuarios Total

Año	Tasas de Crecimiento Anual Estimadas (tasas interanuales)			
	Moderado HW		Optimista MCO	
	U_Total	Variación	U_Total	Variación
2023	33464	3,24%	34377	3,35%
2024	34386	2,76%	35530	3,35%
2025	35308	2,68%	36721	3,35%
2026	36230	2,61%	37952	3,35%
2027	37152	2,54%	39225	3,35%
2028	38074	2,48%	40541	3,35%
2023-2028		2,72%		3,356%

En función de los porcentajes de participación de los 4 conglomerados urbanos se estima el crecimiento del número de usuarios totales para el periodo 2023-2024. Las Tabla 4.10 y 4.11 muestran la distribución de usuarios para la ciudad de Ushuaia y las localidades de Tolhuin, incorporando en particular también San Sebastián y Almanza para los escenarios Moderado y Optimista, respectivamente.

Tabla 4.10: Estimaciones y pronóstico Modelo Holt-Winters (Escenario Moderado)

Año	Ushuaia 90,91%	Tolhuin 8,90%	San Sebastian 0,10%	Almanza 0,09%	Total 100,00%
2023	30422	2978	33	30	33464
2024	31260	3060	34	31	34386
2025	32099	3142	35	32	35308
2026	32937	3224	36	33	36230
2027	33775	3307	37	33	37152
2028	34613	3389	38	34	38074



 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 136
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

Tabla 4.11: Estimaciones y pronóstico Modelo MCO (Escenario Optimista)

Año	Ushuaia 90,91%	Tolhuin 8,90%	San Sebastian 0,10%	Almanza 0,09%	Total 100,00%
2023	31252	3060	34	31	34377
2024	32300	3162	36	32	35530
2025	33383	3268	37	33	36721
2026	34503	3378	38	34	37952
2027	35660	3491	39	35	39225
2028	36855	3608	41	36	40541

Finalmente, la proyección de la Demanda Máxima de la ciudad de Ushuaia se calcula a partir de los resultados de los pronósticos de energía de la empresa de distribución Dirección Provincial de Energía para dicha ciudad, el factor de pérdidas y el factor de carga estimado para el periodo de análisis. Para el cálculo de las pérdidas y el factor de carga se utilizó información histórica de compra de energía y facturación de energía y potencias máximas contratadas.

En base a la información pasada se obtuvo el promedio de pérdidas anuales en el sistema de distribución para el periodo 2021-2022, este valor fue del 9,95% y el Factor de Carga anual resultó un valor de 0,71. Estos valores se consideraron constantes para el periodo de proyección (2023-2028).

Se estimó el valor de la Potencia Máxima de la Ciudad de Ushuaia para un escenario MODERADO y un escenario OPTIMISTA en base a la energía pronosticada previamente para estos escenarios en el periodo 2023-2028.

La Tabla 4.12 presenta los resultados de la potencia máxima anual y las tasas de crecimiento anuales para los escenarios MODERADOS y OPTIMISTA. El pronóstico de la demanda máxima también se muestra en la Figura 4.2.

Tabla 7 – Estimación de potencia máxima periodo 2024-2028 (DPE-Ushuaia)

Año	MODERADO		OPTIMISTA	
	Pot. max. [MW]	Crec. Pmax [%]	Pot. max. [MW]	Crec. Pmax [%]
2021	39,3		39,27	
2022	41,2	4,95%	41,22	4,95%
2023	41,7	1,15%	44,09	6,97%
2024	42,4	1,77%	45,03	2,15%
2025	43,3	1,94%	46,04	2,24%

2026	44,0	1,82%	47,00	2,07%
2027	44,9	1,92%	48,03	2,21%
2028	45,7	1,71%	48,96	1,93%
2024 - 2028		1,83%		2,13%

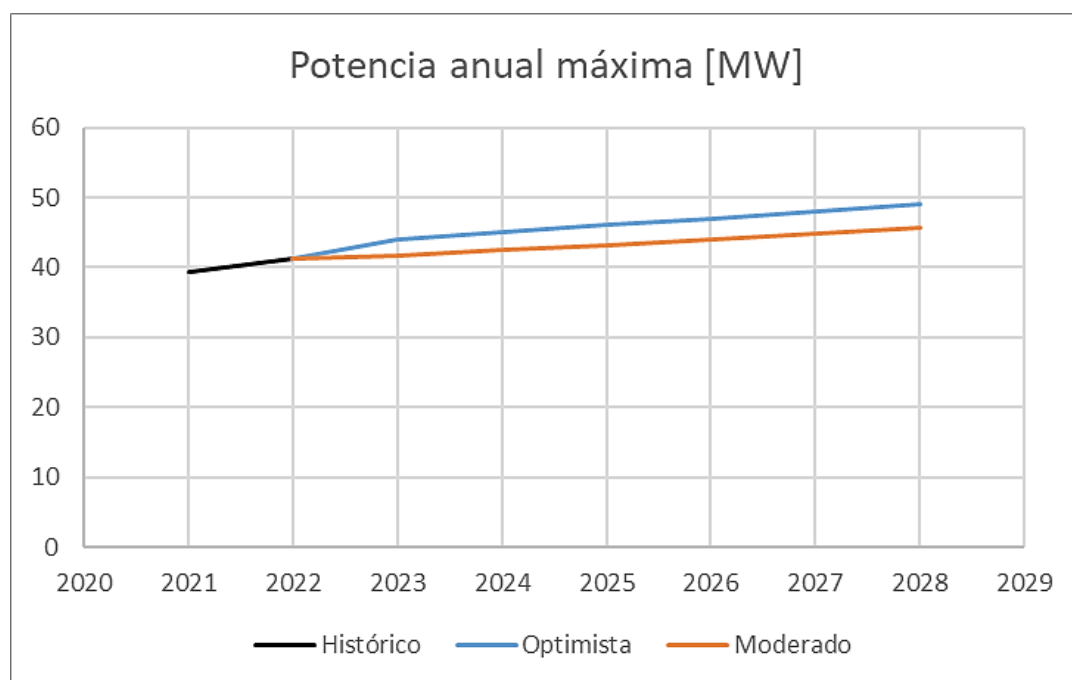



Figura 4.2: Potencia máxima escenario MODERADO y OPTIMISTA para DPE (Ushuaia)

5. MANUAL DE COSTOS Y FACTORES DE AJUSTE

En todo proceso de revisión tarifaria es necesario realizar un Manual de Costos de instalaciones típicas utilizadas normalmente en redes de baja y media tensión de los sistemas eléctricos de distribución, para su posterior aplicación en el proceso de determinación del VNR Eléctrico y con ello en la determinación de las tarifas eléctricas.

Se destaca que este Manual de Costos está definido a julio de 2023. Asimismo, se proponen un par de factores de ajustes que permiten actualizar los principales componentes del VAD: los costos de capital (Costos Propios de Distribución - CPD) y los Costos de Comercialización (CCO).

Los armados integrantes de cada instalación del Manual de Costos se han realizado siguiendo las prácticas regulatorias normales y usuales en empresas de

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 138
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

distribución, utilizando materiales normalizados, con los criterios indicados a lo largo del presente Capítulo.

Debe quedar claro que los resultados aquí informados representan valores medios de construcción y pueden diferir en casos concretos debido a particularidades de las obras. Sin embargo, son adecuados para los fines pretendidos de valorización general del sistema de distribución.

5.1. Manual de Costos


El objetivo consiste en analizar los criterios para la determinación de los costos de las instalaciones típicas utilizadas normalmente en redes de baja y media tensión de los sistemas eléctricos de distribución, para su posterior aplicación en el proceso de determinación del VNR Eléctrico y con ello en la determinación del VAD. Los costos que se presentan en este informe se definieron para el mes de julio 2023.

Las aplicaciones específicas previstas del Manual de Costos, comprenden:

- Determinación de la Base de Capital
- Selección de inversiones óptimas
- Estimación de la estructura de costos de las inversiones y de los servicios

Es importante destacar que los costos de las instalaciones y equipos aplicados al servicio de distribución, se determinan a partir de los siguientes criterios e hipótesis:

- Los precios de Mano de Obra y Equipo asumidos en cada una de las instalaciones del presente Manual de Costos, como así también los Costos Indirectos (ingeniería, intereses y gastos generales), se nutrió de la información de la base de datos que dispone el IEE.
- Las empresas concesionarias cuentan con estructuras permanentes, técnicas y administrativas, cuyos costos serán retribuidos específicamente a través de otros conceptos de la tarifa. Dentro de los mismos se incluyen parte de los costos de ingeniería, gestión de compra, almacenes, poda, entre otros, que en general son aplicadas básicamente a la gestión de operación y mantenimiento, y administración y comercialización. Estos costos son tenidos en cuenta en la determinación de los Costos de Explotación.
- Las empresas distribuidoras contratan, para sus obras de ampliación y reposición, el montaje - mano de obra y equipos - y las provisiones menores o especiales (no frecuentes dentro del equipamiento o instalaciones

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 139
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

normales), reservándose la gestión de compra y provisión de los materiales normales. De este tipo de contratación se deduce que los costos asociados a flete y seguros, correspondientes a los movimientos de materiales desde los depósitos de la distribuidora hasta y en la obra, estarán a cargo de los contratistas. El criterio expuesto de contratación resulta en menores costos para la empresa ya que traslada a terceros, los costos de estructuras dinámicas para responder a volúmenes variables de obras y a factores de utilización del equipamiento relativamente bajos.


- Los gastos generales de las obras de ampliación y reposición, y los beneficios de las empresas contratistas son consideradas en el presente Manual.
- Por el volumen de materiales que manejan las empresas distribuidoras y por el tipo de mercado, los precios obtenidos tanto para el caso de materiales como para la contratación del montaje de los mismos, presentan reducciones significativas en comparación con los precios al por menor o de lista que rigen comercialmente. En este sentido, se ha observado que las mayores reducciones se presentan sobre los materiales aplicados a instalaciones de BT y MT.
- El costo de cada una de las instalaciones del presente manual de costos, es el costo total para la distribuidora y no considera ningún beneficio para la empresa concesionaria, concepto que se considerará en forma específica en la determinación del VAD en el proceso de RTI.
- En las instalaciones subterráneas se optó por emplear conductores de aluminio en lugar de los conductores de cobre, ya que ofrecen una capacidad de corriente comparable a un costo más accesible.
- Para el caso de conversión de materiales en moneda extranjera se adoptó una tasa de cambio 1 USD= \$ 286,5. Adicionalmente, dicha tasa de cambio se utilizó para homogenizar los precios de los materiales de distintas fechas.

5.1.1. Metodología

Para la determinación del costo total de las instalaciones típicas de una empresa de distribución de energía eléctrica es necesario estimar los costos directos e indirectos incidentes sobre cada típico constructivo, a partir del siguiente detalle que conforman cada uno de dichos costos.

Costos Directos:

- Materiales

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 140
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

- Mano de Obra
- Equipos

Costos Indirectos:

- Dirección o Supervisión
- Flete
- Gastos Generales
- Imprevistos
- Ingeniería y ensayos
- Intereses
- Seguros locales
- Vigilancia

Determinación de los Costos de los Típicos Constructivos

Los costos se determinan a partir de la definición de los componentes y estructuras que definen cada instalación:

- Componentes: son los elementos individuales, básicos y unitarios presentes en una o varias instalaciones típicas del servicio de distribución, como, por ejemplo: i) materiales: poste de eucaliptus de 14 metros, cable preensamblado de 3x35/50 mm², columna de H^ºA^º de 9/600/3, etc., ii) mano de obra, iii) equipos: grúas, camioneta, camión, etc.
- Estructuras: es el conjunto de componentes necesarios para conformar una unidad constructiva, cuya definición resulta conveniente y apropiada para realizar la determinación de los costos directos. Por ejemplo: terminal retención de H^ºA^º para conductor de aluminio preensamblado, estructura de PAT para columna doble, estructura biposte para centro de transformación de 13,2 kV, etc.
- Instalación: es el conjunto de componentes y estructuras que conforman una unidad funcional típica constructiva del sistema de distribución eléctrica, por ejemplo: 1 kilómetro de línea subterránea, un centro de transformación subterráneo bajo calzada de 13,2 kV, etc.

Aceptando los criterios expuestos es posible establecer que el inventario de materiales de una instalación es el resultado de la sumatoria de componentes de las estructuras más otros materiales que conforman la instalación.

Cada componente es valorizado y el costo de los materiales de una instalación típica se determina a partir del inventario de estructuras y componentes o materiales.

5.1.2. Estructura General de Costos

La estructura general de costos utilizada para valorizar las instalaciones responde a la empleada usualmente en los proyectos de ingeniería de redes eléctricas y se detalla en la Tabla 5.1 que se presenta a continuación.


Tabla 5.1: Estructura general de costos.

Costos Totales	Costos Directos	Materiales
		Mano de Obra (MDO)
		Equipos
	Costos Indirectos	Ingeniería
		Intereses Intercalares
		Gastos Generales

Para la determinación de los costos típicos constructivos de una instalación, en primer lugar, es necesario determinar los componentes y las cantidades que constituyen cada una de las instalaciones del Manual de Costos. Para determinar esto, se consultó la información que dispone el IEE estableciendo así los componentes y cantidades para las instalaciones.

En este sentido, es importante mencionar que, de acuerdo a las recomendaciones realizadas por personal de las empresas distribuidoras por cuestiones de seguridad climática, se redujeron las longitudes de los vanos para el caso de las líneas aéreas de MT. Por ello se estableció un vano de 71 metros (14 vanos/kilómetro) para la Cooperativa Eléctrica de Rio Grande (CERG), mientras que para la Dirección Provincial de Energía (DPE) se determinó un vano de 52 metros (19 vanos/kilómetro). Esta determinación afecta las cantidades de estructuras de alineación y retención que componen el típico constructivo, por lo cual termina afectando el costo total del mismo.

Una vez establecida la composición y cantidad de componentes, se determinaron los costos directos asociados a cada instalación. Para el caso de Materiales, el precio de cada componente se definió en función de los valores disponibles en la base de datos del IEE, como así también a través de un pedido de información a diferentes proveedores para grandes cantidades del mismo material. Mientras que, para el caso de Mano de Obra y Equipos, los porcentajes utilizados en cada instalación fueron determinados a

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 142
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

partir del porcentaje que representa Mano de Obra y/o Equipo del total del costo de instalaciones de la base de datos que dispone el IEE, como así también a partir del cálculo de horas hombre requeridas en función de los componentes y características constructivas diferenciadas de cada instalación.

Finalmente, los Costos Indirectos considerados en el presente Manual de Costos, se determinaron a partir de la base de datos que dispone el IEE.

Componentes

La Base de Datos del Manual de Costos en el rubro Componentes indica:

- La denominación técnica del componente
- El nivel de tensión en el que usualmente se lo utiliza
- Costo unitario en pesos

El precio unitario de cada componente se definió en función de los valores disponibles en la base de datos del IEE, como así también a través de un pedido de información a diferentes proveedores para grandes cantidades del mismo material.


Esto se realizó ya que es bien sabido que esta es la modalidad de compra de una empresa de distribución de energía eléctrica y que en la mayoría de los casos existen diferencias de precios considerables (porcentajes de descuento sobre el valor nominal) a medida que las cantidades aumentan.

Una consideración adicional radica en las grandes diferencias de precios entre las distintas marcas para un mismo componente, por lo que el criterio adoptado consistió en adoptar el menor precio en base a exigencias mínimas de calidad.

Flete o Transporte

Respecto del costo del transporte de los materiales, los precios considerados son los que correspondan por el transporte hasta los depósitos de la empresa concesionaria. Se tomaron dos elementos para su estimación: peso de los elementos y distancia estimada de la fuente de provisión, adoptando valores promedio comunes.

Para la determinación de los costos de flete se utilizó como referencia información remitida por la CERG del costo de flete de diferentes equipamientos y materiales transportados hasta Tierra del Fuego.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 143
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Estructuras

Para cada una de las instalaciones típicas del presente Manual de Costos, se detallan los diferentes componentes que forman las estructuras definidas. Cada estructura se define por el inventario de componentes o materiales requeridos para formar dicha estructura.

Instalaciones

El Manual contiene un conjunto de instalaciones típicas con la siguiente clasificación:


- Centros de Transformación MT/BT, aéreos y subterráneos
- Transformadores de Distribución
- Cables Subterráneos de MT
- Cables Subterráneos de BT
- Líneas aéreas de media tensión 33 kV
- Líneas aéreas de media tensión 13,2 kV
- Líneas aéreas de baja tensión 380 / 220 V
- Acometidas
- Medidores

El conjunto de instalaciones que se detallan no abarca la totalidad de las instalaciones existentes, pero si las suficientes - en relación a los volúmenes - y necesarias para evaluar con razonable aproximación las inversiones aplicadas y por aplicar por la empresa distribuidora. Para las instalaciones de líneas de MT y BT se detallarán aquellas cuyo tipo y sección del conductor como mínimo superan el 2% de la longitud total de las mismas.

Mano de Obra

Los porcentajes indicados en el cuadro correspondiente a cada instalación fueron determinados a partir del porcentaje que representa Mano de Obra del total del costo de instalaciones de la base de datos que dispone el IEE, como así también a partir del cálculo de horas hombre requeridas en función de los componentes y características constructivas diferenciadas de cada instalación.

Para establecer el costo de las horas hombre resultantes se tomaron en cuenta los reconocidos por los convenios colectivos de trabajo vigentes en el sector, e incluye

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 144
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

el sueldo bruto de los empleados y aportes de leyes previsionales y sociales a cargo de la patronal y los trabajadores.

Equipos

Los porcentajes indicados en el cuadro correspondiente a cada instalación fueron determinados a partir del porcentaje que representa Equipos respecto del total del costo de instalaciones de la base de datos que dispone el IEE.

Seguros

Se adoptó un valor entre 1,5% y 2% del total de materiales. Este porcentaje incluye los porcentajes correspondientes por seguros de transporte, de personal, de caución u otros tipos de seguro.

Costos Indirectos



Representan la suma de un conjunto de costos que inciden en el Costo Total de cada una de las instalaciones presentes en el Manual de Costos. Los Costos Indirectos son influenciados por los tiempos de obra estándares, la localización de las obras respecto de los almacenes, las características ambientales, la complejidad técnica de la obra, entre otros.

En este sentido, los Costos Indirectos considerados son los que se presentan a continuación, y se determinan porcentajes respecto del total de costos directos (materiales, mano de obra y equipos), proponiendo fijar los mismos en base a los usualmente establecidos para obras de ingeniería:

- Ingeniería: Hasta 3%, dependiendo del nivel de tensión de la Obra.
- Intereses Intercalares: Hasta 1,5%, dependiendo del costo de deuda y los tiempos medios de ejecución de instalaciones.
- Gastos Generales: Hasta 10,5%, este costo incluye el impuesto por ingresos brutos y los distintos impuestos, tasas y sellados provinciales y municipales de aplicación habitual.

5.1.3. Resultados

En el Anexo se presentan los resultados finales e intermedios de los costos de las instalaciones típicas constructivas enunciadas.

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 145
	TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

5.2. Factores de Ajuste

El objeto es presentar una propuesta para la determinación de los factores o fórmulas de ajuste automático de los costos de distribución y comercialización durante el periodo tarifario.

En particular y a modo de ejemplo de aplicación, se presentan los cálculos realizados para los periodos de marzo-julio 2023 y julio-noviembre de 2023.

Se propone una periodicidad trimestral para la aplicación de los factores de ajuste, a realizar en los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre de cada año.

A continuación, se proponen factores de actualización de los Costos Propios de Distribución (*CPD*) y de los Costos de Comercialización (*CCO*) para las distribuidoras de Tierra del Fuego.

5.2.1. Factor de Actualización de los Costos Propios de Distribución (*CPD*)

Los costos propios de distribución se aplican sobre los Costos de Capital del VAD e incluyen (*CPD*):

- los costos de los activos eléctricos,
- los costos de los activos no eléctricos;
- los costos técnicos de operación y mantenimiento de dichos activos.

La expresión presentada para la actualización del CPD es la siguiente:

$$CPD_n = FA_n^{CPD} \cdot CPD_m \quad (1)$$

Donde:


CPD_n : son los Costos Propios de Distribución, para el período tarifario “n”.

FA_n^{CPD} : es el factor de ajuste semestral de los Costos Propios de Distribución correspondientes al período tarifario “n”.

CPD_m : son los Costos Propios de Distribución, para el período “m”.

Por su parte, el FA_n^{CPD} resulta de la siguiente expresión:

$$FA_n^{CPD} = \alpha * \left(p_1 * \frac{IS_n}{IS_m} + p_2 * \frac{IPIM_n}{IPIM_m} \right) + \beta * \left(p_3 * \frac{IS_n}{IS_m} + p_4 * \frac{IPC_n}{IPC_m} \right) \quad (2)$$

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 146
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Donde:

α : componente de Costos de Capital de los Costos Propios de Distribución (CAPEX).

p_1 : peso de los costos de mano de obra que forman parte de los Costos de Capital, sobre el total de los Costos Propios de Distribución.

IS_n : Índice de Salarios del Sector Privado Registrado publicado por el INDEC, correspondiente al mes “n-2”, siendo “n” el mes final.

IS_m : Índice de Salarios del Sector Privado Registrado publicado por el INDEC, correspondiente al mes “m-2”, siendo “m” el mes inicial.

p_1 : peso de los costos de materiales y equipos que forman parte de los Costos de Capital, sobre el total de los Costos Propios de Distribución.

$IPIM_n$: Índice de Precios Internos al Por Mayor, Nivel General, publicado por el INDEC, correspondiente al mes “n-2”, siendo “n” el primer mes del período tarifario “n”.

$IPIM_0$: Índice de Precios Internos al Por Mayor, Nivel General, publicado por el INDEC, correspondiente al mes “m-2”, siendo “m” el mes inicial.

β : componente de Costos Operativos (técnicos) de los Costos Propios de Distribución (OPEX).

p_3 : es el peso de los costos de mano de obra que forman parte de los Costos Operativos (técnicos), sobre el total de los Costos Propios de Distribución.

p_4 : es el peso de los costos de materiales y equipos que forman parte de los Costos Operativos (técnicos), sobre el total de los Costos Propios de Distribución.


IPC_n : Índice de Precios al Consumidor, Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes “n-2”, siendo “n” el primer mes del período tarifario “n”.

IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor, Nivel General, publicado por el INDEC, correspondiente al mes “m-2”, siendo “m” el mes inicial.

Los ponderadores α , β , p_1 , p_2 , p_3 y p_4 surgen de la estructura de costos reconocidos en la determinación de los CPD en el propio Estudio Tarifario.

Dichos ponderadores surgieron de los siguientes criterios:

- Los costos de capital se desagregaron, de acuerdo con la estructura de costos reconocidos, en costos de mano de obra y costos de materiales y equipos.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 147
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Los primeros se ajustan de acuerdo con la evolución del IS y los segundos con la evolución del IPIM.

- Los costos operativos (técnicos) se desagregaron en costos de mano de obra y costos de materiales y equipos (incluye: materiales, herramientas, combustible y servicios tercerizados). Los primeros se ajustan de acuerdo con la evolución del IS, mientras los segundos se actualizan de acuerdo con la evolución del IPC.
- Debido a que el INDEC informa sus indicadores con uno o dos meses de retraso, para los índices de precios IS, IPC e IPIM se utilizan los valores informados por el INDEC, pero considerando un desplazamiento de t-2 meses respecto de los meses “m” y “n”, para contar con información para los últimos meses y poder realizar el cálculo de los factores de actualización.

5.2.2. Factor de Actualización de los Costos de Comercialización (CCO)

Estos costos incluyen los costos de comercialización se aplican sobre los Costos de Explotación del VAD. La expresión para la actualización del CCO es la siguiente:

$$CCO_n = FA_n^{CCO} \cdot CCO_m \quad (3)$$

Donde:

CCO_n : son los Costos de Comercialización, para el período tarifario “n”.

FA_n^{CCO} : es el factor de ajuste semestral de los Costos de Comercialización correspondientes al período tarifario “n”.

CCO_m : son los Costos de Comercialización, para el período tarifario “m”.

Por su parte, el FA_n^{CCO} resulta de la siguiente expresión:

$$FA_n^{CCO} = p_5 * \frac{IS_n}{IS_0} + p_6 * \frac{IPC_n}{IPC_0} \quad (4)$$

Donde:

p_5 : peso de los costos de mano de obra sobre el total de los Costos de Comercialización.

p_6 : peso de los costos de materiales y equipos (incluye: materiales, herramientas, combustible y servicios tercerizados) sobre el total de los Costos de Comercialización.

5.2.3. Cálculo de los Factores de Actualización

Para el cálculo de los factores de actualización analizados anteriormente, en la Tabla 5.2 se utilizan los ponderadores presentados. En la Tabla 5.3 se presentan los valores de los índices informados por el INDEC para los meses de septiembre 2022, enero de 2023, mayo de 2023 y septiembre de 2023, o sea, para los periodos t-2 de los factores de ajuste calculados.

Tabla 5.2: Factores de ponderación

Costos propios de distribución (CPC)			
% Costos de Capital	α		35%
% Mano de obra	p_1	IS	30%
% Materiales y equipos	p_2	IPIM	70%
% Costos operativos	β		65%
% Mano de obra	p_3	IS	80%
% Materiales y equipos	p_4	IPC	20%
Costos de comercialización (CCO)			
% Mano de obra	p_5	IS	80%
% Materiales y equipos	p_6	IPC	20%

Tabla 5.3: Índices del INDEC

	sep 2023	ene 2023	may 2023	sep 2023	julio 2023/ marzo 2023 (con datos t-2)	nov 2023/ julio 2023 (con datos t-2)	nov 2023/ nov 2022 (con datos t-2)
IS	820,02	1.023,66	1.375,74	1.964,34	1,3439	1,4278	2,3955
IPIM	1.484,34	1.868,30	2.405,52	3.587,49	1,2875	1,4914	2,4169
IPC	967,31	1.202,98	1.613,59	2.304,92	1,3413	1,4284	2,3828

En la Tabla 5.4 se resumen los factores de actualización semestral de los Costos Propios de Distribución (CPD) y de los Costos de Comercialización (CCO) utilizando la formulación planteada y la información presentada en las tablas anteriores para los periodos En esta Tabla se presentan los resultados de los para los periodos julio 2023/ marzo 2023, noviembre 2023/ julio 2023 y noviembre 2023/ noviembre 2022.

Tabla 5.4: Factores de actualización

	julio 2023/ marzo 2023	nov 2023/ julio 2023	nov 2023/ nov 2022
	(con datos t-2)	(con datos t-2)	(con datos t-2)
FA_n^{CPD} (2)	1,330	1,443	2.399
FA_n^{CCO} (4)	1,343	1,428	2.393



6. PROPUESTA TARIFARIA (VAD) PARA CRG

Como se detallara en el Capítulo 3, el Valor Agregado de Distribución (VAD) está constituido por los costos que tendría una distribuidora eficiente, para prestar el servicio de distribución de energía eléctrica en su zona de concesión, como se resumen en la siguiente Figura 6.1.

Costos de Capital
<i>Bienes Eléctricos</i>
<i>Bienes No Eléctricos</i>
Costos de Explotación
<i>Personal</i>
<i>Materiales e Insumos</i>
<i>Servicios Tercerizados y Otros Gastos</i>
Impuestos y Otros Gastos
<i>% Incobrables</i>
<i>% IIBB, Sellos, Débitos y Créditos, Tasas</i>
<i>% Ingresos No Regulados</i>
<i>Capital de Trabajo F(VAD, Abastecimiento)</i>
VAD Total

Figura 6.1: Estructura de VAD anualizado, propuesto por el IEE

El cálculo de estos cargos de distribución se basa en la definición funcional y en términos de operatividad económica de una empresa "Modelo" o "de Referencia Eficiente". Esta empresa modelo se caracteriza por contar con la dotación de personal

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 150
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

adecuada, utilizar la tecnología más apropiada y adoptar esquemas de organización, administración y gestión óptimos, considerando las características estructurales del servicio y su mercado. En términos de teoría económica, esta empresa modelo sirve como punto de referencia con la que la empresa real debe competir.

A continuación se detallan los conceptos metodológicos, así como los diferentes supuestos (hipótesis), en base a la información disponible (brindada), que se han tenido en cuenta para el cálculo de los diferentes costos que conforman el VAD para CRG.

6.1. Costos de Capital



6.1.1. VNR Eléctrico

En lo que respecta al capital de instalaciones eléctricas, se utiliza el concepto de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de la distribuidora. El VNR, como su nombre indica, implica valorizar nuevamente los activos de la distribuidora. En otros términos, se refiere a la valorización no de las instalaciones existentes en la distribuidora, sino de las instalaciones que serían necesarias para una empresa modelo eficiente (una "red adaptada") que pueda proporcionar el servicio de redes con los niveles de calidad y confiabilidad previamente establecidos (adoptados en este caso particular).

Para determinar la red que sea técnica y económicamente adecuada para satisfacer la demanda, se parte de un análisis de una muestra representativa de la red actual de Media Tensión (MT). Luego, se determinan alimentadores típicos que se ajusten a la demanda esperada en los próximos 5 años y cumplan con los requisitos de calidad y condiciones técnicas de capacidad para el equipamiento, principalmente en términos de líneas y transformadores.

Esta parte del estudio se ha realizado en tres partes fundamentales:

- Diagnóstico Inicial, que se determinan y analizan las características de las redes de MT, caracterización de la demanda, capacidad de suministro.
- Cálculo del VNR eléctrico para la red de MT, que incluye:
 - Redes de 13,2 y 33 kV
 - Equipos de Protección y Maniobra de MT
 - Subestaciones de Transformación MT/BT 13,2/0,4 kV
 - Instalaciones propias en Centros de Distribución de MT (transformadores 13,2/33 kV, celdas, cables, edificios, etc.)
- Cálculo del VNR eléctrico para la red de Baja Tensión (BT), que incluye:

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 151
	TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

- Redes de 380/220 V
- Acometidas
- Medidores

i) Diagnóstico Inicial de Redes de MT

A partir de la información disponible y ya descrita en el Capítulo 2, se procede con la verificación de los datos de demanda obtenidos del sistema SCADA. Esta información representa el registro de la corriente en una de las fases de los alimentadores de la CRG a lo largo de un período de tiempo específico. Para su análisis y simulación, los datos de corriente se convierten en potencia activa, considerando que la red es equilibrada y que cada alimentador mantiene un factor de potencia constante durante el día.

En este estudio, se dispone de datos de demanda desglosados por meses, abarcando desde enero de 2021 hasta julio de 2023. Dado que se trata de un análisis de refuerzo de la red, resulta más apropiado emplear los datos correspondientes al mes de mayor demanda. Después de seleccionar dicho mes, se realiza una comparación entre la curva de demanda del día de mayor demanda y la curva promedio del mes en cuestión.


Luego se verifica la información geoespacial (GIS) de las redes de MT de la CRG. Esta información es esencial, ya que proporciona la ubicación georreferenciada de los diversos elementos que componen la red. En este caso, se incluye información sobre el punto de inicio del circuito, las características de las líneas de MT y las unidades de transformadores MT/BT. Sin esta información, no sería posible realizar el modelado del circuito ni, por consiguiente, llevar a cabo el estudio de VNR.

A continuación, se presentan los detalles requeridos y utilizados sobre las líneas de MT y los transformadores MT/BT para llevar a cabo el modelado:

- Líneas de MT: coordenadas de inicio y final en cada tramo, es decir, coordenadas (Xi, Yi) para cada nodo en que esté conectado, longitud de líneas (km), tipo y material del conductor.
- Transformadores: coordenadas del nodo al que está instalado (Xi, Yi) y capacidad nominal (kVA).

Circuitos-alimentadores analizados

Luego de verificar los datos para la selección de los circuitos, se consideraron tres alimentadores para el análisis de VNR de MT, estos alimentadores son: A4- Parque II

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 152
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

considerado un circuito típico industrial; A1- Nuevo Chacra considerado un circuito típico residencial; y A17- Cabo Domingo también típico residencial de mayor longitud de red.

Cabe mencionar que en este apartado se realiza la optimización de la red en MT eligiendo los tres alimentadores mencionados. Luego se extrapolan los resultados a los demás alimentadores de la CRG, con las debidas características técnicas para satisfacer al menos la demanda durante todo el quinquenio tarifario.


Modelización y simulación de alimentadores

Tras la verificación de los datos proporcionados, para los tres alimentadores seleccionados para analizar, se procede a la modelización y la simulación de los alimentadores. A partir de este punto, se emplea el software OpenDSS (desarrollado por el EPRI de EEUU) que es de libre acceso para llevar a cabo estas tareas; por lo que la información debió ajustarse a los requisitos del software.

Basándose en el nivel de tensión de cada circuito-alimentador, las características físicas de las líneas y la capacidad de los transformadores, se utilizan valores característicos de impedancias y capacidades nominales para que el software realice internamente los cálculos necesarios para completar el modelado y, finalmente, llevar a cabo el análisis del flujo de potencia.

Otra información de entrada necesaria para ejecutar el análisis de flujo de potencia incluye la curva de demanda diaria y la asignación de carga por transformador MT/BT. Como se mencionó, a partir de la información SCADA disponible, que se ha traducido adecuadamente a potencia activa y se le ha asignado un factor de potencia para cada circuito, se obtiene la curva de demanda diaria. En cuanto a la asignación de carga, dado que no se dispone de información específica sobre las redes de baja tensión (BT), se dispone de ciertas consideraciones hasta adaptar la más considerable de tal manera que concuerde con los datos de SCADA obtenidos desde cabecera de cada alimentador:

- Primera consideración: para comenzar el estudio, se plantea que todos los transformadores MT/BT o SETs (subestaciones transformadoras) tengan potencia máxima del 70% de su capacidad instalada.
- Segunda consideración: que la corriente de demanda estará uniformemente distribuida de acuerdo con la capacidad instalada en cada SETs. Esta corriente de demanda será la corriente máxima medida desde cabecera menos las pérdidas en las líneas que se han calculado.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 153
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Para el análisis de las redes en un horizonte de tiempo de 5 años, se parte del supuesto de que la demanda de todos los circuitos aumenta a una tasa anual del 3,17%. Con fines de simulación, únicamente se ajusta la curva de acuerdo con la tasa anual establecida.


Análisis de reforzamiento de la red

El estudio de flujo de potencia a 5 años tiene la capacidad de revelar la existencia de sobrecargas en los diversos elementos del circuito, así como de determinar si es necesario realizar modificaciones en el circuito para prevenir problemas de subtensión. Para lograrlo, se llevan a cabo simulaciones instantáneas de flujo de potencia utilizando la hora de mayor y menor demanda de la curva del día de mayor consumo, que se ha obtenido tras el análisis de los datos del SCADA y se ha ajustado de acuerdo con la tasa anual establecida.

También se calculan los niveles de tensión en cada nodo y el flujo de corriente en cada línea a lo largo del día en estudio, ya que en un alimentador existen tramos de línea con diferentes capacidades y sección de conductores que deben ajustarse.

Los criterios utilizados para identificar sobrecargas en líneas, transformadores y problemas de subtensión en este estudio, junto con las soluciones correspondientes, se describen a continuación:

- **Sobrecarga en líneas de MT:** Al seleccionar un tipo de conductor para el modelado, nos basamos en la capacidad nominal (en Amperios) correspondiente, de modo que, al utilizar el flujo de potencia, podamos determinar el valor por unidad de la corriente que fluye a través de esa línea. En este estudio, se busca mantener una reserva del 30% aproximadamente de la capacidad de las líneas, lo que significa que el valor de la corriente en todas las líneas de la red de media tensión (MT) no debiera superar el 0,7 por unidad (pu). Para abordar este problema, se contempla la posibilidad de reemplazar el conductor actual por uno de mayor capacidad, siguiendo un orden predefinido basado en el tipo de línea (aérea, compacta o subterránea) y el material utilizado. Después de reforzar la línea, se realiza una nueva ejecución del flujo de potencia. Si este análisis aún muestra que alguna línea continúa experimentando problemas de sobrecarga, se considera aumentar nuevamente el calibre del conductor. Este proceso se repite hasta que se resuelva el problema de sobrecarga.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 154
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

- **Sobrecarga en transformadores MT/BT:** La identificación de transformadores que operan en condiciones de sobrecarga se basa en la relación entre el consumo de potencia aparente y la capacidad nominal de la unidad transformadora. Este valor se obtiene a través del análisis del flujo de potencia. En el contexto de este estudio, se busca que estos transformadores dispongan de una reserva equivalente al 30% de su capacidad nominal, lo que significa que la potencia aparente no debiera superar el 0.7 por unidad (pu). Siguiendo un procedimiento similar al establecido para el refuerzo de las líneas, la mejora de los transformadores implica el reemplazo de un transformador por otro de mayor capacidad nominal hasta que el análisis del flujo de potencia indique que ya no hay problemas de sobrecarga.
- **Problema de subtensión:** El último aspecto abordado en este estudio implica la verificación de posibles problemas de subtensión en las redes analizadas. Para evaluar esta situación, se ha establecido el siguiente criterio: se considera que existe un problema de subtensión en la red de MT si se detectan nodos o barras con una tensión inferior al 0.95 por unidad (pu). La detección de tales problemas se lleva a cabo mediante el análisis del flujo de potencia, que se encargan de registrar las tensiones en las barras de los circuitos. La presencia de esta condición indeseada puede deberse a varias causas, como un dimensionamiento inadecuado de los conductores o transformadores que operan en condiciones de sobrecarga, o a la extensión significativa del circuito sin fuentes de potencia reactiva que contribuyan a elevar los niveles de tensión. En caso de ser necesario, se instalan bancos capacitores en puntos críticos de la red para mejorar los niveles de tensión.

ii) Cálculo del VNR Eléctrico para la Red de MT

A4- Parque II

Como se había indicado en los apartados anteriores, se ha obtenido el día de mayor consumo para este alimentador, siendo el día 12-07-2023 con el flujo de potencia a lo largo del día detallado en la Tabla 6.1 y la Figura 6.2. Como puede observarse, la curva para el día de máxima demanda tiene su consumo máximo o pico de potencia entre las 11 y 13 horas y su consumo mínimo o valle entre las 2 y 4 horas.

Este análisis es fundamental para calcular las condiciones de violaciones técnicas que se han comentado en los apartados anteriores.

En la Tabla 6.2 se enumeran los transformadores MT/BT que están instalados en este circuito.

Tabla 6.1: Medición de corriente desde cabecera del alimentador A4

Hora	Corriente (A)	Hora	Corriente (A)
00:00:00	104	12:00:00	153.3333
01:00:00	91.33334	13:00:00	151
02:00:00	90.66666	14:00:00	149
03:00:00	86.66666	15:00:00	149.3333
04:00:00	90.33334	16:00:00	125.3333
05:00:00	101	17:00:00	124
06:00:00	131.6667	18:00:00	117.3333
07:00:00	146.3333	19:00:00	115.6667
08:00:00	150.6667	20:00:00	112.3333
09:00:00	149.6667	21:00:00	114.6667
10:00:00	153.6667	22:00:00	113
11:00:00	157.6667	23:00:00	101.6667

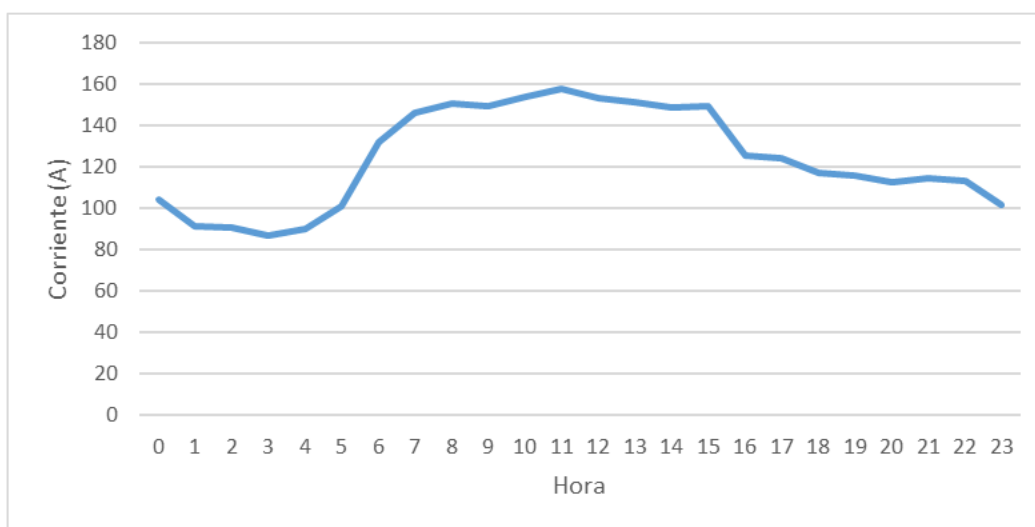


Figura 6.2: Día de máxima demanda alimentador A4

Tabla 6.2: Cantidad de transformadores MT/BT en alimentador A4

Cantidad	Capacidad (kVA)	Cantidad	Capacidad (kVA)
1	25	1	400
1	63	14	500
3	100	1	630
1	150	2	800
2	160	1	1000
1	200	1	1500
3	315		
Total		32	14133

Las consideraciones siguientes son realizadas para optimizar la red de MT, mediante flujo de potencia.

Primera consideración

Para comenzar el estudio, se plantea que todas las SETs tengan potencia máxima del 70% de su capacidad instalada. Considerando este alimentador con cargas industriales por lo que cada demanda se establece el perfil de carga de acuerdo con un perfil de carga industrial. La siguiente Tabla 6.3 muestra las mediciones desde cabecera luego de realizar el flujo con las consideraciones anteriores:

Tabla 6.3: Niveles de tensión y corriente desde cabecera del alimentador A4

Hora	V1	V2	V3	I1	I2	I3
1	7682.63	7682.63	7682.63	338.716	338.716	338.716
2	7684.5	7684.5	7684.5	295.393	295.393	295.393
3	7684.6	7684.6	7684.6	293.114	293.114	293.114
4	7685.18	7685.18	7685.18	279.569	279.569	279.569
5	7684.65	7684.65	7684.65	291.951	291.951	291.951
6	7683.08	7683.08	7683.08	328.305	328.305	328.305
7	7678.47	7678.47	7678.47	435.522	435.522	435.522
8	7676.2	7676.2	7676.2	488.264	488.264	488.264
9	7675.53	7675.53	7675.53	504.016	504.016	504.016
10	7675.68	7675.68	7675.68	500.468	500.468	500.468
11	7675.05	7675.05	7675.05	514.991	514.991	514.991
12	7674.42	7674.42	7674.42	529.689	529.689	529.689
13	7675.1	7675.1	7675.1	513.844	513.844	513.844
14	7675.47	7675.47	7675.47	505.291	505.291	505.291
15	7675.78	7675.78	7675.78	497.992	497.992	497.992
16	7675.73	7675.73	7675.73	499.169	499.169	499.169
17	7679.43	7679.43	7679.43	413.091	413.091	413.091
18	7679.64	7679.64	7679.64	408.431	408.431	408.431
19	7680.64	7680.64	7680.64	384.976	384.976	384.976
20	7680.89	7680.89	7680.89	379.189	379.189	379.189
21	7681.4	7681.4	7681.4	367.514	367.514	367.514
22	7681.05	7681.05	7681.05	375.616	375.616	375.616
23	7681.29	7681.29	7681.29	369.889	369.889	369.889
24	7682.98	7682.98	7682.98	330.676	330.676	330.676

Segunda Consideración

Ahora consideramos que la corriente de demanda estará uniformemente distribuida de acuerdo con la capacidad instalada en cada SETAS. Esta corriente de

demanda será la corriente máxima medida desde cabecera menos las pérdidas en las líneas que se han calculado. La Tabla 6.4 muestra las mediciones desde cabecera luego de realizar el flujo con las consideraciones anteriores.

Tabla 6.4: Niveles de tensión y corriente desde cabecera del alimentador A4

Hora	V1	V2	V3	I1	I2	I3
1	7654.17	7654.17	7654.17	117.743279	117.743279	117.743279
2	7654.78	7654.78	7654.78	103.519036	103.519036	103.519036
3	7654.82	7654.82	7654.82	102.772561	102.772561	102.772561
4	7655.01	7655.01	7655.01	98.2973752	98.2973752	98.2973752
5	7654.83	7654.83	7654.83	102.399383	102.399383	102.399383
6	7654.32	7654.32	7654.32	114.374319	114.374319	114.374319
7	7652.82	7652.82	7652.82	149.011416	149.011416	149.011416
8	7652.1	7652.1	7652.1	165.718517	165.718517	165.718517
9	7651.89	7651.89	7651.89	170.671836	170.671836	170.671836
10	7651.94	7651.94	7651.94	169.528061	169.528061	169.528061
11	7651.74	7651.74	7651.74	174.105668	174.105668	174.105668
12	7651.54	7651.54	7651.54	178.69001	178.69001	178.69001
13	7651.76	7651.76	7651.76	173.723945	173.723945	173.723945
14	7651.87	7651.87	7651.87	171.053186	171.053186	171.053186
15	7651.97	7651.97	7651.97	168.765781	168.765781	168.765781
16	7651.96	7651.96	7651.96	169.146898	169.146898	169.146898
17	7653.13	7653.13	7653.13	141.824423	141.824423	141.824423
18	7653.2	7653.2	7653.2	140.31346	140.31346	140.31346
19	7653.52	7653.52	7653.52	132.756955	132.756955	132.756955
20	7653.6	7653.6	7653.6	130.876618	130.876618	130.876618
21	7653.77	7653.77	7653.77	127.119064	127.119064	127.119064
22	7653.65	7653.65	7653.65	129.748919	129.748919	129.748919
23	7653.73	7653.73	7653.73	127.870242	127.870242	127.870242
24	7654.28	7654.28	7654.28	115.122687	115.122687	115.122687

Se observa que los valores calculados son cercanos a los valores reales, por lo que la consideración que todas las SETs están cargadas de forma uniforme de acuerdo con la corriente de demanda calculada es correcta.

Tercera consideración

Se ha establecido un crecimiento en la demanda del 3,17% anual hasta obtener la carga consumida en el año 2028. La Tabla 6.5 muestra las mediciones desde cabecera luego de realizar el flujo con las consideraciones anteriores y en la Tabla 6.6 se muestra la corriente horaria en los primeros tres tramos de líneas (se consideran tramos de línea donde haya derivaciones o SETs):

Tabla 6.5: Niveles de tensión y corriente desde cabecera del alimentador A4

Hora	V1	V2	V3	I1	I2	I3
1	7652.82	7652.82	7652.82	149.939752	149.939752	149.939752
2	7653.6	7653.6	7653.6	131.74102	131.74102	131.74102
3	7653.64	7653.64	7653.64	130.786741	130.786741	130.786741
4	7653.89	7653.89	7653.89	125.067224	125.067224	125.067224
5	7653.66	7653.66	7653.66	130.309737	130.309737	130.309737
6	7653	7653	7653	145.630975	145.630975	145.630975
7	7651.09	7651.09	7651.09	190.020316	190.020316	190.020316
8	7650.16	7650.16	7650.16	211.48593	211.48593	211.48593
9	7649.89	7649.89	7649.89	217.856806	217.856806	217.856806
10	7649.95	7649.95	7649.95	216.385458	216.385458	216.385458
11	7649.7	7649.7	7649.7	222.275072	222.275072	222.275072
12	7649.45	7649.45	7649.45	228.175979	228.175979	228.175979
13	7649.72	7649.72	7649.72	221.783742	221.783742	221.783742
14	7649.87	7649.87	7649.87	218.347363	218.347363	218.347363
15	7649.99	7649.99	7649.99	215.404899	215.404899	215.404899
16	7649.97	7649.97	7649.97	215.895066	215.895066	215.895066
17	7651.49	7651.49	7651.49	180.796671	180.796671	180.796671
18	7651.57	7651.57	7651.57	178.8584	178.8584	178.8584
19	7651.99	7651.99	7651.99	169.155541	169.155541	169.155541
20	7652.09	7652.09	7652.09	166.747773	166.747773	166.747773
21	7652.3	7652.3	7652.3	161.937	161.937	161.937
22	7652.15	7652.15	7652.15	165.303862	165.303862	165.303862
23	7652.26	7652.26	7652.26	162.898645	162.898645	162.898645
24	7652.96	7652.96	7652.96	146.588061	146.588061	146.588061

Tabla 6.6: Capacidad de conducción de corriente en las primeras tres líneas

Hora	Línea	I (A)	Línea	I (A)	Línea	I (A)
1	L1	149.94	L2	132.992	L3	127.695
2		131.741		116.847		112.192
3		130.787		116.001		111.379
4		125.067		110.927		106.507
5		130.31		115.578		110.973
6		145.631		129.17		124.025
7		190.02		168.553		161.842
8		211.486		187.599		180.132
9		217.857		193.252		185.561
10		216.385		191.947		184.307
11		222.275		197.173		189.326
12		228.176		202.409		194.354

13		221.784		196.737		188.907
14		218.347		193.688		185.979
15		215.405		191.077		183.471
16		215.895		191.512		183.889
17		180.797		160.369		153.983
18		178.858		158.649		152.332
19		169.156		150.04		144.065
20		166.748		147.904		142.014
21		161.937		143.636		137.915
22		165.304		146.623		140.784
23		162.899		144.489		138.735
24		146.588		130.019		124.84

En base a estos resultados, se optimiza la red considerando sus partes troncal y derivaciones. En cuanto a la parte troncal, se considera 1/3 de línea aérea AIAC de sección 90mm², 1/3 de sección 70mm² y 1/3 de 50 mm². En las derivaciones se tomará sección de 35mm².

Sabiendo que el alimentador A4-Parque II tiene una longitud aproximada a 7,500 metros y considerando la topología de este alimentador, se establece una línea troncal de 4,000 metros. Por lo tanto, la red debería estar compuesta por tres tramos de 1,333 metros de 120mm², 70 mm² y 50mm² cada uno respectivamente y un tramo de 3,500 metros de sección 35 mm² (considerando las derivaciones).

Habiendo determinado la sección de cada tramo, no se observan violaciones por capacidad de conducción de corriente. Considerando la tensión del nodo slack en 1,01 pu (salida del alimentador), se analiza la tensión en cada nodo de MT en cada hora. En ningún nodo hay violación de tensión, es decir, todos tienen valores mayores a 0.95 pu. En las siguientes Figuras 6.3 y 6.4 se muestran niveles de tensión en los nodos y capacidad en las líneas características con la demanda esperada para el año 2028.

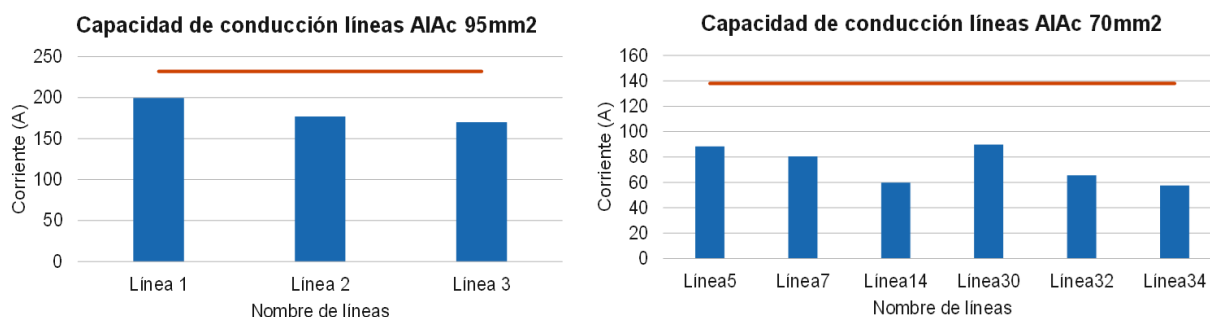


Figura 6.3: Capacidad de líneas troncales, demanda máxima 2028

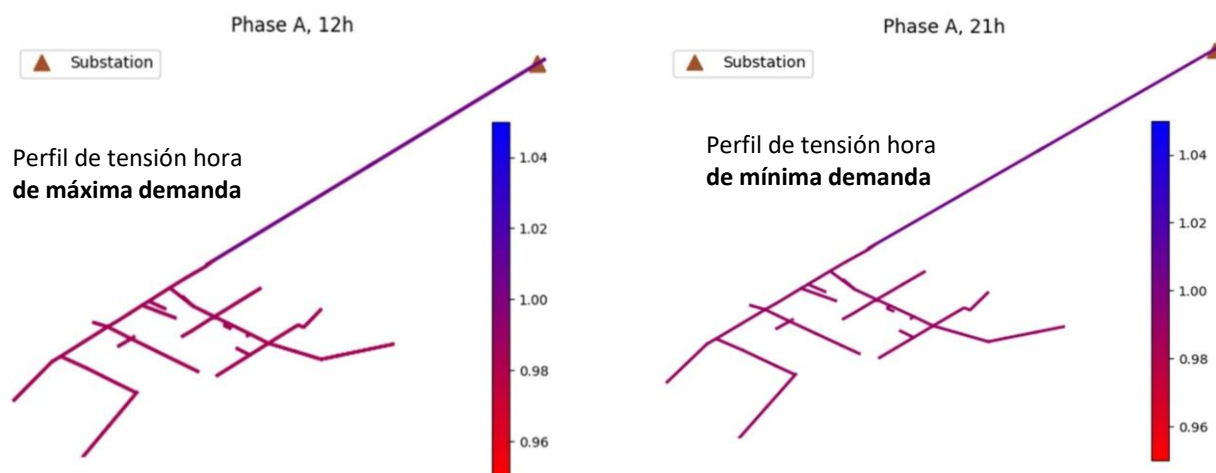


Figura 6.4: Perfiles de tensión en nodos de líneas del alimentador A4, demanda 2028

A1- Nuevo Chacra

Este alimentador cubriría parte de la demanda del alimentador Cabo Domingo es por lo que ha disminuido la demanda comparada al año 2022. Se ha obtenido el día de mayor consumo para este alimentador, siendo el día 28-07-2023 con el siguiente flujo de potencia a lo largo del día (ver Tabla 6.7 y Figura 6.5).

Como puede observarse, la curva para el día de máxima demanda tiene su consumo máximo o pico de potencia entre las 21 y 23 horas y su consumo mínimo o valle entre las 4 y 6 horas. Este análisis es fundamental para calcular las condiciones de violaciones técnicas que se han comentado en los apartados anteriores.

Tabla 6.7: Medición de corriente desde cabecera del alimentador A4

Hora	Corriente (A)	Hora	Corriente (A)
00:00:00	66	12:00:00	63.66667
01:00:00	61.33333	13:00:00	63.66667
02:00:00	56.66667	14:00:00	64
03:00:00	53.66667	15:00:00	66.66666
04:00:00	52.33333	16:00:00	65
05:00:00	52.33333	17:00:00	66.33334
06:00:00	52.33333	18:00:00	75.33334
07:00:00	54	19:00:00	77
08:00:00	56.66667	20:00:00	77.66666
09:00:00	60	21:00:00	78.33334
10:00:00	57	22:00:00	76.33334
11:00:00	60.33333	23:00:00	73

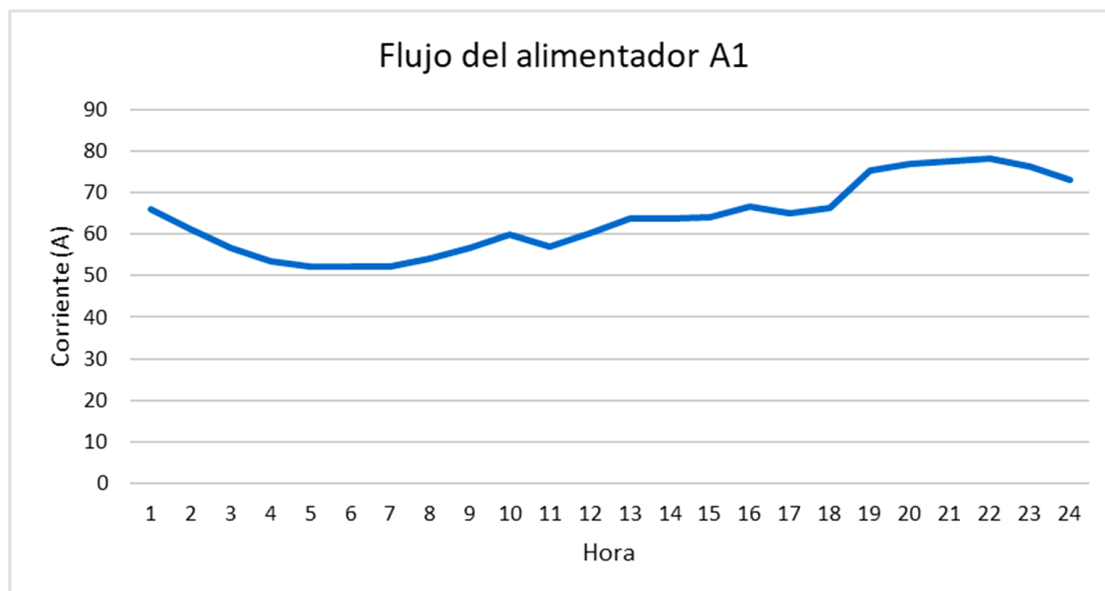


Figura 6.5 Día de máxima demanda alimentador A1

En cuanto a los transformadores MT/BT que están instalados en este circuito, se enumera a continuación en la Tabla 6.8.

Tabla 6.8: Cantidad de transformadores MT/BT en alimentador A1

Cantidad	Capacidad (kVA)	Cantidad	Capacidad (kVA)
1	160	1	400
3	250	7	500
5	315		
Total		17	6585

Se procedió de la misma manera que el alimentador anterior, a continuación solo se presentan las consideraciones dos y tres para resumir los resultados.

Segunda consideración

Se considera que la corriente de demanda estará uniformemente distribuida de acuerdo con la capacidad instalada en cada SETs. Esta corriente de demanda será la corriente máxima medida desde cabecera menos las pérdidas en las líneas que se han calculado. La siguiente Tabla 6.9 muestra las mediciones desde cabecera luego de realizar el flujo de potencia con estas consideraciones.

Se observa que los valores calculados son cercanos a los valores reales, por lo que esta consideración es correcta.

Tabla 6.9: Niveles de tensión y corriente desde cabecera del alimentador A1

Hora	V1	V2	V3	I1	I2	I3
1	7658.49	7658.49	7658.49	64.6524807	64.6524807	64.6524807
2	7658.54	7658.54	7658.54	59.3735902	59.3735902	59.3735902
3	7658.58	7658.58	7658.58	54.1112552	54.1112552	54.1112552
4	7658.61	7658.61	7658.61	50.7369971	50.7369971	50.7369971
5	7658.63	7658.63	7658.63	49.2394928	49.2394928	49.2394928
6	7658.63	7658.63	7658.63	49.2394928	49.2394928	49.2394928
7	7658.63	7658.63	7658.63	49.2394928	49.2394928	49.2394928
8	7658.61	7658.61	7658.61	51.1115826	51.1115826	51.1115826
9	7658.58	7658.58	7658.58	54.1112552	54.1112552	54.1112552
10	7658.55	7658.55	7658.55	57.8683842	57.8683842	57.8683842
11	7658.58	7658.58	7658.58	54.4865919	54.4865919	54.4865919
12	7658.55	7658.55	7658.55	58.2445576	58.2445576	58.2445576
13	7658.51	7658.51	7658.51	62.0109563	62.0109563	62.0109563
14	7658.51	7658.51	7658.51	62.0109563	62.0109563	62.0109563
15	7658.51	7658.51	7658.51	62.3880601	62.3880601	62.3880601
16	7658.48	7658.48	7658.48	65.4079679	65.4079679	65.4079679
17	7658.5	7658.5	7658.5	63.5198875	63.5198875	63.5198875
18	7658.49	7658.49	7658.49	65.03018	65.03018	65.03018
19	7658.4	7658.4	7658.4	75.2675428	75.2675428	75.2675428
20	7658.38	7658.38	7658.38	77.1646453	77.1646453	77.1646453
21	7658.37	7658.37	7658.37	77.9240354	77.9240354	77.9240354
22	7658.37	7658.37	7658.37	78.6837399	78.6837399	78.6837399
23	7658.39	7658.39	7658.39	76.4055695	76.4055695	76.4055695
24	7658.42	7658.42	7658.42	72.6148939	72.6148939	72.6148939

Tercera consideración

La Tabla 6.10 muestra las mediciones desde cabecera luego de realizar el flujo con las consideraciones anteriores y la demanda al año 2028. Por su parte, en la Tabla 6.11 se muestra la corriente horaria en los primeros tres tramos de líneas (se consideran tramos de línea donde haya derivaciones o SETs).

Tabla 6.10 Niveles de tensión y corriente desde cabecera del alimentador A1

Hora	V1	V2	V3	I1	I2	I3
1	7658.31	7658.31	7658.31	82.4808017	82.4808017	82.4808017
2	7658.37	7658.37	7658.37	75.7125393	75.7125393	75.7125393
3	7658.43	7658.43	7658.43	68.9717278	68.9717278	68.9717278
4	7658.47	7658.47	7658.47	64.6526807	64.6526807	64.6526807

5	7658.49	7658.49	7658.49	62.7366694	62.7366694	62.7366694
6	7658.49	7658.49	7658.49	62.7366694	62.7366694	62.7366694
7	7658.49	7658.49	7658.49	62.7366694	62.7366694	62.7366694
8	7658.47	7658.47	7658.47	65.1320195	65.1320195	65.1320195
9	7658.43	7658.43	7658.43	68.9717278	68.9717278	68.9717278
10	7658.39	7658.39	7658.39	73.7838098	73.7838098	73.7838098
11	7658.43	7658.43	7658.43	69.4523071	69.4523071	69.4523071
12	7658.38	7658.38	7658.38	74.2657792	74.2657792	74.2657792
13	7658.34	7658.34	7658.34	79.0932281	79.0932281	79.0932281
14	7658.34	7658.34	7658.34	79.0932281	79.0932281	79.0932281
15	7658.34	7658.34	7658.34	79.5767396	79.5767396	79.5767396
16	7658.3	7658.3	7658.3	83.4499447	83.4499447	83.4499447
17	7658.32	7658.32	7658.32	81.028135	81.028135	81.028135
18	7658.31	7658.31	7658.31	82.9653168	82.9653168	82.9653168
19	7658.19	7658.19	7658.19	96.1101209	96.1101209	96.1101209
20	7658.17	7658.17	7658.17	98.545213	98.545213	98.545213
21	7658.16	7658.16	7658.16	99.5201385	99.5201385	99.5201385
22	7658.15	7658.15	7658.15	100.495605	100.495605	100.495605
23	7658.18	7658.18	7658.18	97.5707991	97.5707991	97.5707991
24	7658.22	7658.22	7658.22	92.6853484	92.6853484	92.6853484

Tabla 6.11: Capacidad de conducción de corriente en las primeras cuatro líneas

Hora	Línea	I (A)	Línea	I (A)	Línea	I (A)
1	L1 y L2	82.481	L3	79.297	L4	72.862
2		75.712		72.787		66.879
3		68.972		66.304		60.921
4		64.652		62.151		57.104
5		62.736		60.308		55.41
6		62.736		60.308		55.41
7		62.736		60.308		55.41
8		65.132		62.612		57.527
9		68.972		66.304		60.921
10		73.784		70.932		65.174
11		69.452		66.766		61.346
12		74.266		71.396		65.6
13		79.093		76.039		69.867
14		79.093		76.039		69.867
15		79.577		76.504		70.295
16		83.45		80.229		73.719
17		81.028		77.9		71.578
18		82.965		79.763		73.291
19		96.11		92.407		84.913

20		98.545		94.75		87.066
21		99.52		95.688		87.928
22		100.495		96.626		88.791
23		97.571		93.812		86.205
24		92.685		89.113		81.885

Luego entonces se optimiza la red considerando líneas aéreas de AIAI en su parte troncal 2/3 de sección 70mm² y 1/3 de 50mm². En las derivaciones se tomará sección de 35mm². Sabiendo que el alimentador A1 tiene una longitud aproximada a 7,120 metros y considerando la topología de este alimentador, se establece una línea troncal de 3,000 metros. Por lo tanto, la red debería estar compuesta por un tramo de 2,000 metros de 70mm², otro tramo de 1,000 metros de 50 mm² (ambas considerados troncales) y un tramo de 4,120 metros de 35 mm² (considerado derivaciones).

Habiendo determinado la sección de cada tramo, no se observan violaciones por capacidad de conducción de corriente (máxima del 70% de su capacidad admisible).

Considerando la tensión en salida del alimentador en 1.01 pu, se analiza la tensión en cada nodo de MT para cada hora. A partir de los resultados, se observa que en ningún nodo hay violación de tensión, es decir, todos tienen valores mayores a 0.95 pu.

El momento en donde puede existir mayor posibilidad de violaciones por subtensión y sobrecarga es en la hora pico y siendo este alimentador que se comporta con un perfil de carga residencial donde tiene su máximo alrededor de las 21 Hs, se muestra en las Figuras 6.6 y 6.7 los niveles de tensión y capacidad en los nodos y en las líneas características.

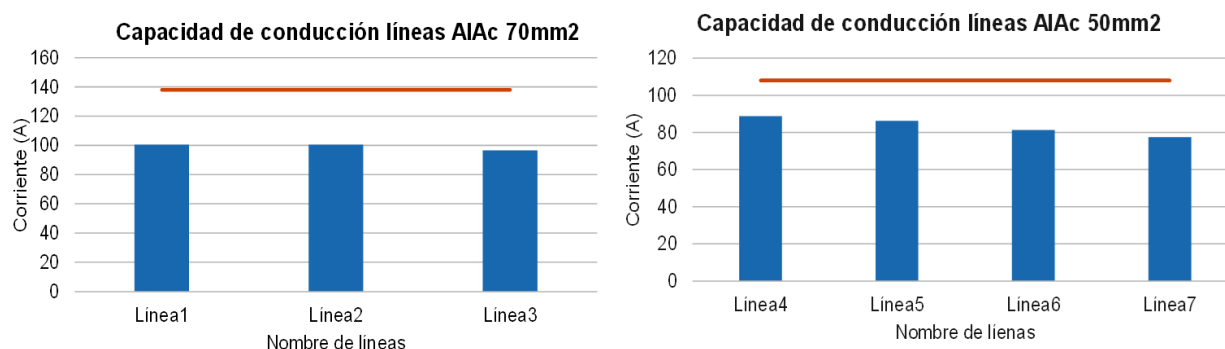


Figura 6.6: Capacidad de líneas troncales, demanda máxima 2028

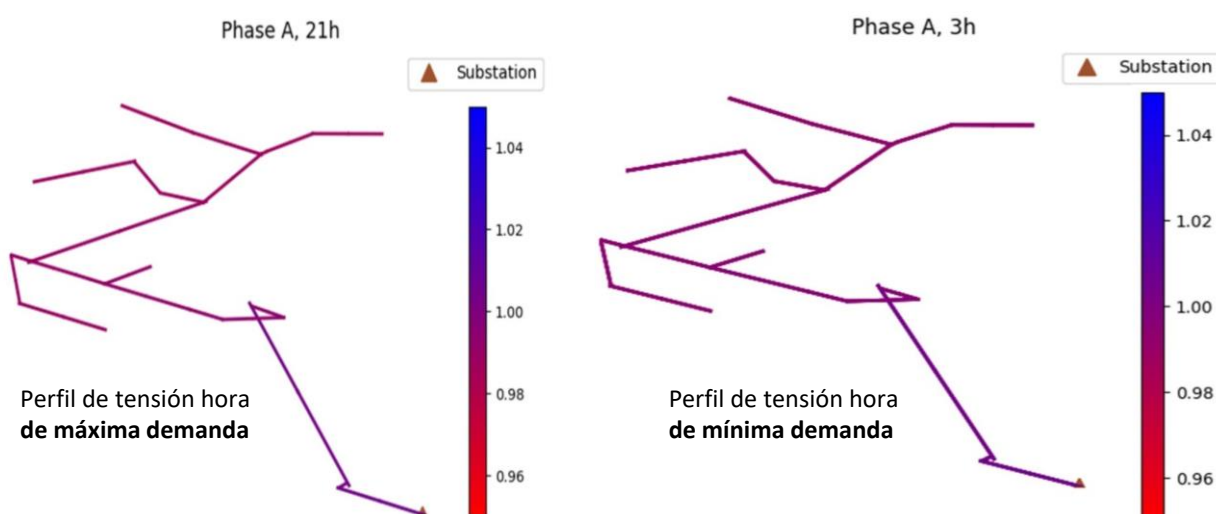


Figura 6.7: Perfiles de tensión en nodos de líneas del alimentador A1, demanda 2028

A17- Cabo Domingo

Procediendo de la misma manera que en los casos anteriores, se analiza este alimentador en particular por su gran longitud de características tipo residencial. Para resumir, se presenta solo la tercera consideración con la demanda al año 2028. La siguiente Tabla 6.12 muestra las mediciones desde cabecera luego de realizar el flujo.

Tabla 6.12: Niveles de tensión y corriente desde cabecera del alimentador A17

Hora	V1	V2	V3	I1	I2	I3
1	7652.82	7652.82	7652.82	140.453	140.453	140.453
2	7652.52	7652.52	7652.52	146.964	146.964	146.964
3	7653.04	7653.04	7653.04	135.569	135.569	135.569
4	7653.17	7653.17	7653.17	132.664	132.664	132.664
5	7653.24	7653.24	7653.24	130.957	130.957	130.957
6	7653.21	7653.21	7653.21	131.806	131.806	131.806
7	7652.65	7652.65	7652.65	144.114	144.114	144.114
8	7652.32	7652.32	7652.32	151.443	151.443	151.443
9	7651.51	7651.51	7651.51	169.383	169.383	169.383
10	7651.41	7651.41	7651.41	171.425	171.425	171.425
11	7652.41	7652.41	7652.41	149.406	149.406	149.406
12	7652.56	7652.56	7652.56	146.149	146.149	146.149
13	7652.65	7652.65	7652.65	144.114	144.114	144.114
14	7652.64	7652.64	7652.64	144.521	144.521	144.521
15	7652.89	7652.89	7652.89	138.825	138.825	138.825
16	7653.15	7653.15	7653.15	133.072	133.072	133.072
17	7653.17	7653.17	7653.17	132.664	132.664	132.664
18	7653.28	7653.28	7653.28	130.109	130.109	130.109

19	7652.1	7652.1	7652.1	156.332	156.332	156.332
20	7652.38	7652.38	7652.38	150.221	150.221	150.221
21	7652.45	7652.45	7652.45	148.592	148.592	148.592
22	7652.38	7652.38	7652.38	150.221	150.221	150.221
23	7652.64	7652.64	7652.64	144.521	144.521	144.521
24	7652.88	7652.88	7652.88	139.232	139.232	139.232

En la siguiente Tabla 6.13 se muestra la corriente horaria en los primeros tres tramos de líneas (se consideran tramos de línea donde haya derivaciones o SETs).

Tabla 6.13: Capacidad de conducción de corriente en las primeras tres líneas

Hora	Línea	I (amp)	Línea	I (amp)	Línea	I (amp)
1	L1	140.453	L6	140.089	L9	130.288
2		146.964		146.583		136.323
3		135.569		135.218		125.761
4		132.664		132.321		123.064
5		130.957		130.618		121.476
6		131.806		131.465		122.266
7		144.114		143.742		133.682
8		151.443		151.05		140.474
9		169.383		168.944		157.1
10		171.425		170.98		158.992
11		149.406		149.02		138.587
12		146.149		145.771		135.568
13		144.114		143.742		133.682
14		144.521		144.147		134.06
15		138.825		138.466		128.78
16		133.072		132.728		123.443
17		132.664		132.321		123.064
18		130.109		129.772		120.688
19		156.332		155.927		145.005
20		150.221		149.832		139.342
21		148.592		148.207		137.832
22		150.221		149.832		139.342
23		144.521		144.147		134.06
24		139.232		138.872		129.157

El alimentador A17 tiene una longitud aproximada a 51,400 km y considerando la topología de este alimentador, se observa una línea troncal de 40 km aproximadamente. Optimizando las secciones de la misma, líneas aéreas de AIAC, se considera 1/3 de 70mm² y 2/3 de 50 mm² en sus tramos troncales y en las derivaciones 35mm².

Habiendo determinado la sección de cada tramo, no se observan violaciones por capacidad de conducción de corriente.

Considerando la tensión de salida del alimentador en 1.04 pu, se analiza la tensión en cada nodo de MT en cada hora. Se observa violación de tensión en algunos tramos de cola de línea, por lo que se ha considerado instalar 8 capacitores de 250 kVAr de capacidad, con una capacidad instalada total de 2 MVar.

En las Figuras 6.8 y 6.9 se muestran los niveles de tensión y capacidad en los nodos y en las líneas características.

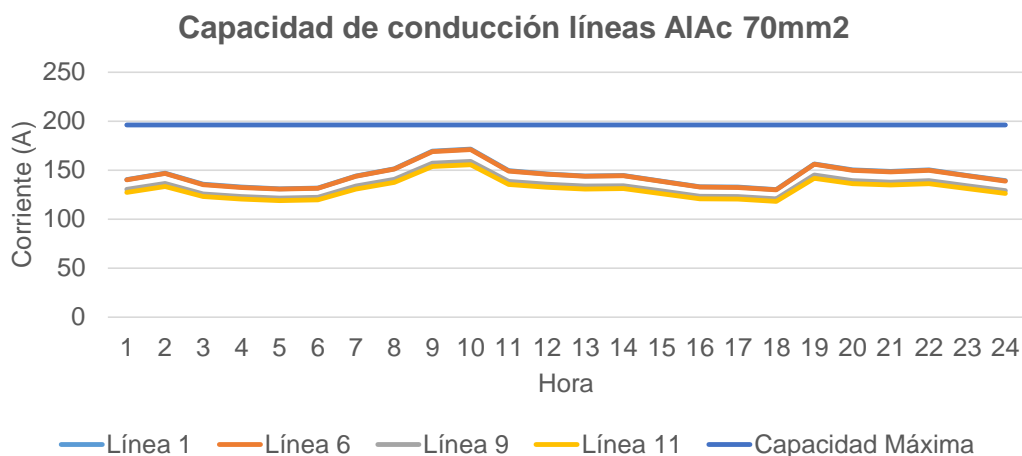


Figura 6.6: Capacidad de líneas troncales, demanda máxima 2028

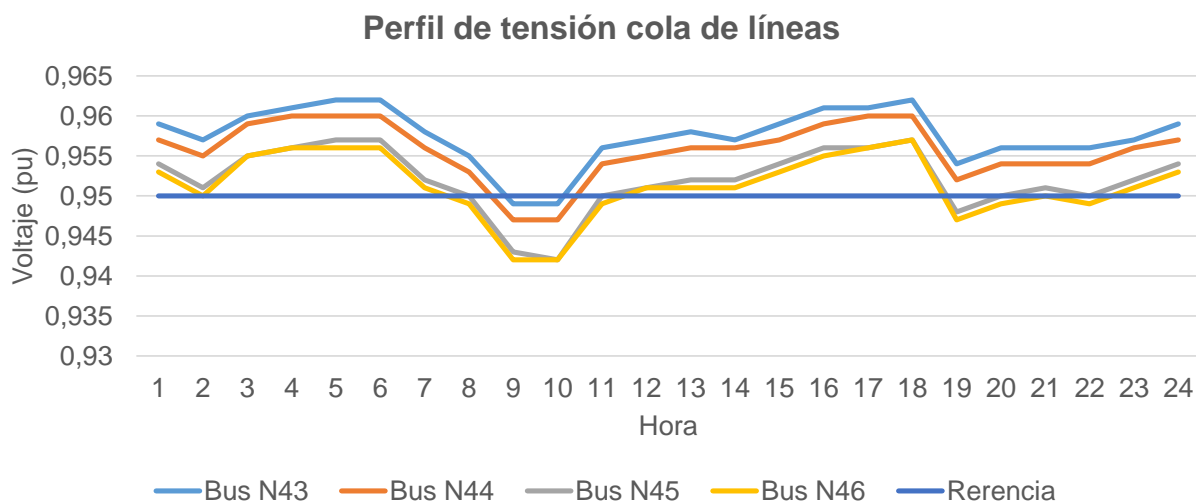




Figura 6.7: Perfiles de tensión en nodos de líneas del alimentador A17, demanda 2028

 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 168
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

Extrapolación de resultados a toda la red de MT



A partir de las redes optimizadas para los tres alimentadores típicos analizados, se extrapolan los resultados a toda la red de MT como se puede apreciar en las Tablas 6.14 y 6.15, en cuanto a cantidad y potencia de SETs y longitud y tipo de líneas.

Tabla 6.14: SETs MT/BT de la Red de MT de CRG

RED REAL MT 13,2 kV				Transformadores MT / BT																	
Codigo	Alimentador	16	25	40	63	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1500	Total	P inst.	
A0	Chacra XI										1		3			5			9	6.815	
A1	Nuevo Chacra							1		3	5	1	7						17	6.385	
A2	Chacra IV							3*	1	1	4	1	4	1*		2			17	7.220	
A3	Chacra II			1				2		2	7	1	8	2	1				24	9.525	
A4	Parque II		1		1	3		3*	1		3	1	14	1	2	1		1	32	14.143	
A5	Mosconi I								1	3	5	1	12					1	23	10.425	
A6	Parque I			1		1			1	1			5			4			13	7.090	
A7	Parque III									1	3		5			1			10	4.695	
A8	Tropezón	1		2	4	7*	1	4	1	4	9	2	19	5		1			60	20.298	
A9	Nuevo Irigoyen	1		13	4	3			5	1	7	2	17						53	13.843	
A10	Alberdi							2*	1	4	2	1	4						14	4.550	
A11	Colon I			2		2		2	1	1	2		6	1		2	2		21	9.810	
A12	Colon II								4	1	3		4		1	1			14	5.795	
A13	Rio Chico I																			2.000	
A14	Rio Chico II																			2.000	
A15	Parque IV							3	1	4	2		9	1	2	8			30	17.040	
A17	Cabo Domingo	5*	3	5	8	5	1	6	1	10	4		3	2			2		55*	11.664	
Total		7	4	24	17	21	2	26	18	36	57	10	120	13	6	25	4	2	392	153.298	

Tabla 6.15: Líneas de MT optimizadas

RED REAL MT 13,2 kV				Transformadores	I max (scada)		Relación		LA-MT Secc. simul. flujo				Cap. kVAr
Codigo	Alimentador	km	Secc. Pred.		jul-22	jul-23	P.inst / P.max		95	70	50	35	
A0	Chacra XI	1,84	S 3x70 Cu	6.815	197	216	8.554	1,26					
A1	Nuevo Chacra	7,12	3x70 Al	6.385	221	81	3.208	0,50		2.000	1.000	4.120	
A2	Chacra IV	4,46	3x95 Al	7.220	120	113	4.475	0,62		1.253	627	2.581	
A3	Chacra II	7,18	3x70 Al	9.525	147	135	5.346	0,56		2.017	1.009	4.156	
A4	Parque II	7,50	3x95 Al	14.143	167	161	6.376	0,45	1.333	1.333	1.333	3.500	
A5	Mosconi I	5,23	3x70 Al	10.425	155	175	6.930	0,66	929	929	929	2.439	
A6	Parque I	2,97	3x95 Al	7.090	106	105	4.158	0,59	528	528	528	1.386	
A7	Parque III	3,12	3x70 Al	4.695	262	91	3.604	0,77	554	554	554	1.454	
A8	Tropezón	36,53	3x70 Al	20.298	202	150	5.940	0,29		9.476	18.952	8.102	2.000
A9	Nuevo Irigoyen	22,84	3x70 Al	13.843	46	245	9.702	0,70		5.925	11.850	5.066	1.000
A10	Alberdi	4,67	3x95 Al	4.550	88	84	3.326	0,73		1.312	656	2.704	
A11	Colon I	7,61	3x70 Al	9.810	122	117	4.633	0,47		2.138	1.069	4.404	
A12	Colon II	4,40	3x70 Al	5.795	122	111	4.396	0,76		1.236	618	2.547	
A13	Rio Chico I	0,64	S 3x50 Cu	2.000	252	187							
A14	Rio Chico II	0,41	S 3x70 Cu	2.000	404	259							
A15	Parque IV	5,38	3x70 Al	17.040	255	207	8.197	0,48	956	956	956	2.509	
A17	Cabo Domingo	51,40	3x50 Al	11.664	-	140	5.544	0,48		13.333	26.667	11.400	2.000
Total		173,29		153.298					4,300	42,991	66,747	56,367	5,000

 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 169
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

Notar que para los alimentadores A0, A13 y A14 se consideran líneas con conductores subterráneos como son en la realidad, así como las líneas de 33 kV que posee la CRG. Solo que por concepto de VNR como se detallara en el Manual de Costos eficientes se consideran conductores de aluminio.

En las Tablas 6.16 y 6.17 se resumen los valores técnicos y económicos de las SETs y líneas de MT.

Tabla 6.16: VNR de líneas de MT

Líneas MT	Long [km]	CU [M\$/km]	VNR [M\$]
LAMT 33 70/12 Al/Ac	3,7	19.851,9	73.618,1
Subte 33 4x300 Al	6,4	251.433,1	1.610.023,4
LAMT 13 AlAc 35/6 mixta	56,4	9.570,3	539.449,6
LAMT 13 AlAc 50/8 mixta	66,7	10.167,8	678.668,6
LAMT 13 AlAc 70/12 mixta	43,0	10.965,5	471.421,2
LAMT 13 AlAc 95/15 mixta	4,3	12.171,2	52.336,3
Subte 13 3x95 Al	2,9	44.896,6	129.744,8
	183,4		3.555.262,0

Tabla 6.17: VNR de SETs MT/BT

SETs 13,2/ 0,4/ 0,231 kV	Ctdad.	CU [M\$]	VNR [M\$]
Seta Monoposte-H A 16 kVA	7	3.780,4	26.462,6
Seta Monoposte-H A 25kVA	4	4.058,8	16.235,3
Seta Monoposte-H A 40 kVA	24	4.276,5	102.635,7
Seta Monoposte-H A 63 kVA	17	4.561,2	77.541,1
Seta Monoposte-H A 100 kVA	21	5.072,8	106.529,1
Seta Monoposte-H A 125 kVA	2	5.295,3	10.590,7
Seta Monoposte-H A 160 kVA	26	5.924,6	154.039,2
Seta Biposte-H A 200 kVA	18	7.437,7	133.878,7
Seta Biposte-H A 250 kVA	36	7.599,5	273.583,2
Seta Biposte-H A 315 kVA	57	8.543,3	486.966,7
Seta Biposte-H A 400 kVA	10	8.751,5	87.514,8
Seta Biposte-H A 500 kVA	120	9.951,6	1.194.190,7
Seta Biposte-H A 630 kVA	13	10.548,0	137.124,5
SET Compacta Boveda 800 kVA	6	31.642,4	189.854,4
SET Compacta Boveda 1000 kVA	25	36.082,1	902.051,7
SET Compacta Boveda 1250 kVA	4	37.437,2	149.748,7
SET Compacta Boveda 1500 kVA	2	38.332,7	76.665,3
	392		4.125.612,3

Además, se contemplan las instalaciones propias en Centros de Distribución de MT (transformadores 13,2/33 kV, celdas, cables, edificios, etc.). En ese caso, se tienen en cuenta 2 transformadores 13,2/33kV de 5MVA en CD Río Grande (en la central) y otros 2 transformadores 33kV/13,2 de 5MVA en CD Barracas. El VNR total asciende a M\$ 177.485 en transformadores y M\$ 1.325.194 en celdas.

Aparatos de Protección y Maniobra – Cálculo de Confiabilidad

En el marco de regulaciones basadas en eficiencia, la red de distribución debe suministrar electricidad a los usuarios acorde a estándares de calidad. Desde el punto de vista de la continuidad del servicio, denominada “calidad del servicio técnico” o “confiabilidad”, específicamente se refiere a la frecuencia y duración máxima de interrupciones. En este sentido, la evaluación de la confiabilidad tiene como objetivo evaluar la continuidad del suministro eléctrico, en base a la topología del sistema y a la información de sus componentes. Es un análisis predictivo que cuantifica el nivel de confiabilidad que se espera que el sistema tenga a futuro, basándose en métodos probabilísticos que consideran la probabilidad de ocurrencia de los eventos (fallas) y utiliza la “teoría de probabilidades” para analizar su comportamiento futuro.

Si bien no se dispone aún de una regulación que establezca requerimientos de calidad o valores máximos admitidos de frecuencia de interrupciones y tiempo máximo de interrupción; en base a la experiencia del IEE y valores típicos en argentina, se han adoptado los siguientes indicadores de calidad de servicio mostrados en la Tabla 6.18.

Tabla 6.18: Valores de referencia para evaluar la calidad del servicio técnico (confiabilidad)

Índices por Usuario (Área Urbana)	Frecuencia de Interrupciones (SAIFI) [interrupciones/año]	Tiempo Máximo Interrupción (SAIDI) [horas/año]
Usuarios en MT	10	8
Usuarios en BT (grandes demandas)	10	10
Usuarios en BT (pequeñas demandas)	10	12

Empleando la técnica de cálculo “Modos de Falla y Análisis de Efectos” (FMEA - Failure Mode and Effect Analysis), se realizó la evaluación de confiabilidad de una red tipo de MT (13.2 kV). A continuación, en la Tabla 6.19 se resumen los principales resultados obtenidos.

Nota: mediante la técnica FMEA se analizaron tres redes típicas de 13.2 kV, constituidas por líneas aéreas, para zonas urbanas de alta densidad de demanda

y de media densidad; analizando tres diferentes esquemas de protecciones con el objetivo de evaluar que cada red típica cumpla con los estándares de calidad exigidos en cuanto a frecuencia y tiempo máximo de interrupciones.

Acorde referencias [1-3]⁶, se adoptaron los siguientes parámetros representativos:

- Tasa de falla λ (de líneas áreas, en promedio): 0.25 fallas/km-año
- Tiempo de restauración T_r (para reparar líneas falladas): 5 Hs.
- Tiempo de switching T_s (para reconfigurar red): 1 Hs.
- Tiempo transferencia T_t (para reconfigurar y transferir carga): 1 Hs.

Tabla 6.19: Resultados de referencia respecto confiabilidad

CASOS EVALUADOS	km Líneas	Demanda	Usuarios	SAIFI	SAIDI
<u>Esquema A: sólo 1 Interruptor en salida alimentador</u>					
01_A: Red 1	3,6	1,21 MW	12	0,91	4,55
02_A: Red 2	4,1	1,25 MW	180	1,03	5,17
03_A: Red 3	39,3	2,00 MW	1097	9,83	29,14
<u>Esquema B: ídem + Fusibles en derivaciones</u>					
01_B: Red 1	3,6	1,21 MW	12	0,53	2,64
02_B: Red 2	4,1	1,25 MW	180	0,98	4,92
03_B: Red 3	39,3	2,00 MW	1097	5,33	16,64
<u>Esquema C: ídem + 2 Seccionadores y 1 Reconectador en troncal (con transferencia carga)</u>					
01_C: Red 1	3,6	1,21 MW	12	0,52	2,55
02_C: Red 2	4,1	1,25 MW	180	0,97	4,08
03_C: Red 3	39,3	2,00 MW	1097	3,09	7,83

Para cumplir con estándares de calidad y contar con una red técnicamente adaptada se recomienda instalar, además de 1 Interruptor en salida de cada alimentador, cada 20 km (aproximadamente) de línea 13,2 kV: 1 Reconectador, 2 Seccionadores Aut. y 10 Fusibles.

⁶ [1] Billinton R., Allan R., "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Press. New York and London, Second Edition, 1996.

[2] GOLD BOOK IEEE, IEEE Std. 493-1997 (Revision of IEEE Std. 493-1990), "IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Comercial Power Systems".

[3] R. Brown, J. Ochoa, "Distribution system reliability: Default data and model validation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, May 1998.

Nota: se considera sólo cálculo de red de media tensión a priori porque las fallas en este estrato de distribución son responsables aproximadamente del 80 % de interrupciones a usuarios finales.

En la Tabla 6.20 se resume el VNR para este apartado, considerando además los equipos de compensación de reactivo en MT del apartado anterior.

Tabla 6.20: VNR de Equipos de Protección-Maniobra y Compensación en MT

Protecciones y Compensación MT	Ctdad.	CU [M\$]	VNR [M\$]
Interruptores (en celdas CDs)	17		
Fusibles 13,2 kV (XS)	92	122,4	11.223,3
Seccionadores Aut. 13,2 kV	18	611,9	11.223,3
Reconectores 13,2 kV	9	5.303,4	48.634,2
Capacitores 13,2 kV MVar	5	3.059,7	15.298,4
			86.379,2

iii) Cálculo del VNR eléctrico para la red de BT

Para la modelación de la red de BT se utilizó un simple modelo geométrico que se suele utilizar en la práctica cuando no se cuenta con información detallada, para zonas uniformes de densidad de demanda.

Para el cálculo de una red en zona uniforme, inicialmente se requiere desarrollar el proceso de zonificación de la demanda abastecida desde los circuitos característicos. La zonificación da como resultado para un grupo de densidad de consumo (kVA/ km²) la superficie (km²) o área de cobertura.

Teniendo en cuenta la cantidades y capacidades de transformadores descritos en la Tabla 6.14, se estima un radio de alcance de cada uno y dos salidas de BT en SETs hasta 100 kVA, cuatro salidas de BT en SETs entre 125 y 630 kVA, y SETs de mayores potencias solo una salida porque en general son dedicadas (esto a fines prácticos del modelo, no son casos ni datos reales).

En la Tabla 6.21 se resume el VNR para las líneas de BT de la CRG. Por su parte, en las Tablas 6.22 y 6.23 se resumen las cantidades, características técnicas y valores económicos (costos) resultantes para acometidas y medidores, respectivamente; esto para el año horizonte 2028 previendo un crecimiento anual de los usuarios del 2,69%.

Tabla 6.21: VNR de líneas de BT

Líneas BT	Long [km]	CU [M\$/km]	VNR [M\$]
LBT Al Preens. 50+p mixta	60,2	11.655,6	702.078,2
LBT Al Preens. 70+p mixta	41,1	12.792,6	526.043,1
LBT Al Preens. 95+p mixta	130,8	13.226,5	1.729.681,8
LBT Al Preens. 120+p mixta	134,5	14.259,6	1.918.495,2
LBT Subte AL s/armadura 3x95/50	12,6	20.476,3	257.955,6
LBT Subte AL s/armadura 3x120/70	16,8	21.910,7	368.033,2
	396,1		5.502.287,3

Tabla 6.22: VNR de acometidas de BT

Acometidas			
Total usuarios (dic-2022)	36.093		
Total usuarios (oct-2023)	34.669		
Total usuarios estimados al 2028	42.086	CU [M\$/km]	VNR [M\$]
<i>Total monofasicos</i>	<i>35.151</i>	<i>83,5%</i>	
>> Concéntrico 2x16 Al s/cruce (40%)	14.061	20,2	284.375,2
>> Concéntrico 2x16 Al c/cruce (40%)	14.061	24,2	339.858,2
>> Subterránea Residencial (20%)	7.030	50,7	356.231,8
<i>Total trifasicos</i>	<i>6.935</i>	<i>16,5%</i>	
>> Preens. 4x10 Al sin cruce (40%)	2.774	31,7	88.016,2
>> Preens. 4x10 Al con cruce (40%)	2.774	38,9	107.973,8
>> Subte Trif desde Aérea BT (10%)	693	146,2	101.385,3
>> Subte Trif desde red Subte (10%)	693	146,2	101.385,3
			1.379.225,7

Tabla 6.23: VNR de medidores de BT

Medidores			
Total usuarios estimados (medio)	42.086	CU [M\$/km]	VNR [M\$]
<i>Total monofasicos</i>	<i>35.151</i>		
>> electronicos clasicos	34.273	17,4	594.939,1
>> monofasicos teledmedidos (2,5%)	879	102,0	89.628,3
<i>Total trifasicos</i>	<i>6.935</i>		
>> electronicos clasicos	5.894	91,5	539.494,3
>> trif con medicion potencia (10%)	693	192,5	133.505,5
>> trifasicos teledmedidos (5%)	347	224,4	77.798,1
			1.435.365,2

iv) VNR eléctrico total para la CRG a julio-2023

A partir del VNR de MT y BT descrito en apartados anteriores, en la Tabla 6.24 se resumen el VNR anualizado tomando como referencia los costos a julio-2023, valores expresados en Miles de \$AR (M\$). Es de notar que se tienen en cuenta todas las inversiones necesarias para operar la red durante el próximo quinquenio, en base a la empresa modelo obtenida; con el capital que se le reconoce de VNR a la CRG en función del porcentaje de inversiones realizadas por el estado provincial (85%).

Como se detallara en el Capítulo 3, para el caso particular de TDF se recomienda establecer una tasa real antes de impuestos en un rango de entre 8% y 14%; y teniendo en cuenta la situación o contexto macroeconómico actual, en este estudio se adopta una tasa wacc (weighted average cost of capital) del 12%.

Tabla 6.24: VNR anualizado de la CRG a julio-2023 (tasa wacc 12%)

Concepto	VNR (M\$)	Vida Útil (años)	FRC (%)	Anualidad (M\$)	Inversión del Estado	VNR anual (M\$) reconocido
Trafos Centro Distri.	177.485	35	12,23%	21.709	85%	3.256
Celdas Centro Distri.	1.325.194	35	12,23%	162.093	85%	24.314
Red MT 33 y 13,2 KV	3.555.262	35	12,23%	434.868	85%	65.230
SET MT/BT	4.125.612	35	12,23%	504.631	85%	75.695
Equipos PM MT	86.379	35	12,23%	10.566	85%	1.585
Red BT	5.502.287	35	12,23%	673.021	85%	100.953
Medidores	1.379.226	25	12,75%	175.851	0	175.851
Acometidas	1.435.365	25	12,75%	183.009	0	183.009
TOTAL	17.586.811			2.165.748		629.893

Es de notar que a partir de la tasa wacc y la vida útil de cada equipamiento, se calcula la anualidad del VNR mediante el Factor de Recuperación del Capital (FRC). La fórmula de cálculo para de este factor, es la misma que la empleada para el cálculo del pago periódico de una anualidad cuyo valor presente es conocida como se muestra a continuación, donde “n” es la vida útil del bien:

$$FRC = \left[\frac{WACC_{R;\$} \times (1 + WACC_{R;\$})^n}{(1 + WACC_{R;\$})^n - 1} \right]$$

Así, la Anualidad del costo de capital es el producto entre el VNR base en términos absolutos por el FRC, como se puede apreciar en la misma Tabla 6.24.

v) Pérdidas

Para determinar los factores de pérdidas a utilizar luego en adelante en el cálculo del Cuadro Tarifario, en la Tabla 6.25 se indican los valores de pérdidas eficientes por estadio (BT – MT), tanto en unidades físicas como en porcentajes, en este último caso siempre medidos respecto a la potencia o energía ingresada al propio estadio.


Tabla 6.25: Balance aproximado de energía y potencia para estimar las pérdidas por estadio

Cooperativa Río Grande	Energía anual estimada [kWh/a]	Pérdidas Energía [%]	Potencia Máx media [kW]	Potencia Coincidente [kW]	Pérdidas de potencia [%]
Demanda usuarios BT	379.213.841		76.442,9	56.679,8	
Pérdidas en Acometidas y Medidores en BT	1.010.019	0,26%	311,7	235,8	0,400%
Pérdidas en Red BT	5.849.598	1,50%	1.677,8	1.242,5	2,106%
Pérdidas No Técnicas y otras (*)	3.899.732	1,00%	1.118,6	828,3	1,404%
Ingreso a Estadio BT	389.973.190	2,76%	79.551	58.986	3,910%
Pérdidas en el Cu en transformadores MT/BT	3.228.475	0,82%	926,0	685,8	1,144%
Pérdidas en el Fe en transformadores MT/BT	1.189.976	0,30%	341,3	252,8	0,422%
Ingreso a Estadio SED MT/BT	394.391.640	1,12%	80.818	59.925	1,566%
Pérdidas en red MT	4.790.182	1,20%	1.374,0	1.017,5	1,670%
Ingreso a Estadio MT	399.181.822	1,20%	82.192	60.942	1,670%
Pérdidas en el Cu en transformadores CD-MT	244.048	0,06%	70,0	51,8	0,085%
Pérdidas en el Fe en transformadores CD-MT	34.864	0,01%	10,0	7,4	0,012%
Total sistema	399.460.734	0,07%	82.272	61.002	0,097%
Pérdidas Totales (% respecto al total ingresado)		5,07%			7,08%

6.1.2. VNR No Eléctrico

Con el fin de dimensionar las instalaciones no eléctricas de la distribuidora, es necesario considerar que dichas instalaciones están vinculadas con el diseño de la organización de la empresa y, en consecuencia, se deben determinar como parte del modelo de costos de operación y mantenimiento. Para ello, se consideran los rubros que se mencionan a continuación: Vehículos de transporte, Terrenos y edificios, Software y Hardware informático, Herramientas, equipos e instrumentos para tareas de campo y laboratorio, Muebles y otros bienes, Equipos e instalaciones de comunicación de voz y de datos propios.

Se dimensiona el VNR No Eléctrico considerando la infraestructura necesaria para cada uno de los rubros mencionados anteriormente en función de la cantidad de usuarios

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 176
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

que debe atender la empresa, y luego se valoriza dicha infraestructura a partir de los costos de mercado de cada equipamiento involucrado.

- Vehículos de transporte: el requerimiento de vehículos se determinó considerando vehículos de cuadrillas; vehículos para personal de control, supervisión y laboratorio conexiones; y vehículos para las gerencias. Para determinar la cantidad y el tipo de vehículos necesario, se consideran las tareas requeridas para cada una de las actividades, sus frecuencias de ejecución y las distancias a recorrer.
- Terrenos y edificios: para este caso se consideran los diferentes terrenos y edificios que disponen las empresas de distribución, y se valorizan en función de los costos de construcción y terrenos correspondientes a las localidades Río Grande en este caso y luego para DPE de Ushuaia.
- Software y Hardware informático: en este rubro se determinan los diferentes Software necesarios para llevar a cabo todas las actividades de una empresa de distribución de energía eléctrica (comercial, técnica y administrativa) junto con el Hardware que brinda soporte a dichos Software. Luego, se determinan los costos en función del valor de mercado de cada equipamiento a utilizar.
- Herramientas, equipos e instrumentos para tareas de campo y laboratorio: las herramientas consideradas en este rubro son todas aquellas de uso común por las cuadrillas de operación y mantenimiento de las instalaciones, así como diversos equipos de inspección, medición y control que se requieren para efectuar correctamente las actividades técnicas y comerciales. Se ha considerado la valorización en función de los costos unitarios disponibles en el mercado.
- Muebles y otros bienes: Se consideran todas las instalaciones y mobiliario requeridos para el funcionamiento de las oficinas. Para determinar los costos de dicho equipamiento se consideran valores de mercado.
- Equipos e instalaciones de comunicación de voz y de datos propios: este rubro está integrado por todos los equipos e instalaciones para las comunicaciones (fijas y móviles) de la empresa, ya sea de voz o de datos. La importancia de esto en una empresa distribuidora, radica en que su operación se lleva a cabo cubriendo un área de concesión extensa con actividades técnicas y comerciales en forma continua. Definido cada equipo necesario, estos son valorizados a través de los valores reales disponibles en el mercado.

En la Tabla 6.26 se presentan los valores considerados para el VNR no eléctrico para el año base del estudio para la Cooperativa de Río Grande (CRG).

Tabla 6.26: VNR No Eléctrico y Anualidad a julio 2023 – CRG (wacc 12%)

Concepto	VNR [M\$]	Vida Útil	Anualidad [M\$]
Vehículos	201.865	5	55.999
Terrenos	224.716	99	26.966
Edificios	518.977	40	62.954
Software Informático	430.808	5	119.510
Hardware Informático	28.915	5	8.021
Herramientas, Equipos e Instrumentos	97.094	5	26.935
Muebles de Oficinas y Otros Bienes	12.312	5	3.415
Telecomunicaciones y Otros Dispositivos de Comunicación	59.923	5	16.623
TOTAL	1.574.610		320.425

6.2. Costos de Explotación

El objeto de este apartado es presentar, desde el punto de vista técnico y económico, los costos de explotación eficientes de una empresa modelo que atiende el mercado eléctrico de la provincia de Tierra del Fuego y que formarán parte del VAD a determinar como parte de la propuesta tarifaria.

Partiendo de la distribución geográfica real de los usuarios atendidos por las distribuidoras, se plantea una empresa modelo eficiente que atienda su correspondiente mercado, definiendo para esta empresa modelo los costos eficientes de explotación Administrativa, Técnica y Comercial.

Los costos determinados se han contemplado al mes de julio-2023, los cuales pueden extrapolarse a otra fecha a partir de indicadores económicos que representen la variabilidad de los mismos.

Se han analizado cada una de las distribuidoras por separado, ya que existe una diferencia importante en los costos salariales en función de los convenios colectivos vigentes en cada una de las distribuidoras. Aquí se presenta en particular para la CRG.

Se ha considerado una empresa modelo bajo un régimen de concesión del servicio público con estándares de Calidad de Servicio Técnico, Producto Técnico, y Servicio Comercial, por lo tanto, se han considerado en las estructuras las áreas responsables de velar por alcanzar los estándares fijados por un Contrato de Concesión.

6.2.1. Costos Comunes a Toda la Estructura

Determinación del costo remunerativo del personal


El costo remunerativo del personal considerado en la estructura de la empresa modelo, representa el mayor porcentaje de los costos totales de explotación de una empresa distribuidora de energía.

La empresa modelo, no considera costos reales incurridos por las empresas distribuidoras, porque de ser así dejarían de ser eficientes. En este sentido, para determinar costos razonables, se ha considerado la aplicación de los convenios colectivos de trabajo existentes en cada localidad con sus respectivas escalas salariales.

A partir de las consideraciones indicadas en el párrafo anterior, se determinó para cada escala salarial de acuerdo a cada convenio colectivo de trabajo, el costo anual a valores de julio-2023. En particular, la CRG tiene un Convenio Colectivo particular por la zona donde desarrolla sus actividades, influenciado principalmente por la actividad petrolera. La Tabla 6.27 muestra las distintas escalas salariales consideradas para la determinación del costo salarial considerado por el Instituto de Energía Eléctrica para la determinación de los costos de explotación.

Tabla 6.27: Costo laboral del personal propio de acuerdo al puesto de trabajo para la CRG

Nivel Salarial	Puesto de trabajo	IEE (Julio 2023) M\$/año
N6	Tomaestado	\$ 27.831,82
N8	Ayudante Técnico	\$ 28.172,72
N10	Medio Oficial Técnico	\$ 29.018,16
N11	Empleado Administrativo Nivel I	\$ 26.285,15
N12	Oficial Técnico	\$ 29.599,60
N13	Capataz Técnico I	\$ 31.623,39
N14	Capataz Técnico II	\$ 32.764,17
N15	Jefatura Seccion I	\$ 34.038,68
N16	Jefatura Seccion II	\$ 35.194,93
N17	Jefatura Area I	\$ 43.233,94
N18	Jefatura Area II	\$ 46.280,24
FC1	Secretaria	\$ 28.913,66
FC2	Gerente de Area	\$ 102.279,32
FC3	Gerente General	\$ 138.377,90
FC4	Profesional	\$ 60.164,31

 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 179
	TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

Determinación de composición de cuadrillas y sus costos operativos

Una cuadrilla operativa básicamente está conformada por un vehículo, equipamiento, herramientas, personal operativo de la cuadrilla con sus correspondientes elementos de protección personal y colectivos.

Se definieron los tipos de cuadrillas a considerar en la empresa modelo, y se determinaron sus costos de mantenimiento a considerar como parte de los costos operativos de explotación. No se consideran costos de inversión ni de reposición de las movilidades, que están considerandos dentro de la base de capital de la empresa.

Se han definido un kit de EPP (elementos de protección personal) y ropa de trabajo de cada trabajador en función de la tarea a desempeñar, se determinó el consumo anual de estos elementos, conformando un costo anual por cada trabajador.

Para cada cuadrilla se determinó el equipamiento operativo y herramientas necesarias, diferenciando el costo de reposición del equipamiento que se considera dentro del costo operativo, y el equipamiento que, en función del tipo, se considera dentro de la base de capital como costo de inversión.

La Tabla 6.28.a muestra la conformación del personal de cada cuadrilla y su costo anual operativo, considerando costos de equipamiento de movilidad, mantenimiento, seguros, herramientas, combustible. No incluye el costo del personal de cada cuadrilla. En la Tabla 6.28.b se muestra el tipo de movilidad considerada para cada cuadrilla.

Tabla 6.28.a: Conformación de cuadrillas y costo operativo total CERG

	Guardia Reclamos	Guardia Reclamos 4x4	Cuadrilla Comercial	Proteccion y control	Cuadrilla mantenimiento camion	Cuadrilla Mantenimiento HidroGrúa	Supervision
Denominación cuadrilla	C01	C02	C03	C04	C05	C06	C07
Tipo de Vehículo	M01	M02	M01	M05	M03	M04	M05
Personal de cuadrilla							
Oficial de Terreno	1	1	1		1	1	
Medio Oficial	1	1		1	1	1	
Ayudante de OyM			1		1		
Técnico Especialista				1			
Supervisor						1	1
Costo total por cuadrilla (Gastos de Movilidad, Equipamiento personal y de cuadrilla)	\$ 3.733,05	\$ 3.761,55	\$ 3.592,35	\$ 3.041,37	\$ 4.662,12	\$ 4.967,57	\$ 1.458,24

Tabla 6.28.b: Tipos de movilidades

Tipo	Descripción
M01	Camioneta cabina simple 4x2
M02	Camioneta cabina doble 4x4
M03	Camion obras (Tipo IVECO Dayli doble cabina)
M04	Camion c/Hidrogrua
M05	Utilitario

6.2.2. Determinación de la Estructura de la Empresa Modelo

La estructura de la empresa modelo, está diseñada en base a tres áreas perfectamente definidas en una empresa distribuidora: el área de Administración, el área Comercial y el área Técnica denominadas Gerencias.

En cada caso se determinaron los departamentos encargados de ejecutar tareas en forma centralizadas, ya que distribución geográfica de los usuarios no amerita pensar en sucursales.

Se distribuyeron gastos comunes a toda la empresa en función del personal, como ser gastos en telefonía fija y celular, viáticos, gastos de consumo de servicios de agua, electricidad y gas, materiales de librería y copias, gastos en capacitación.

La estructura final de la empresa modelo, para la atención de los usuarios previstos a Julio de 2023 necesita un total de 97 agentes, cubriendo los distintos niveles: gerenciales, jefaturas, supervisión, operarios técnicos de terreno y administrativos. No está considerada en esta estructura los servicios de generación, fábrica de presentados y servicio de sepelio, porque no forman parte de la estructura de una empresa distribuidora de energía.

A continuación, se detallan las áreas o departamentos que componen cada una de las gerencias.

1. Estructura de Administración

La Estructura de Administración comprenden las unidades administrativas necesarias y de apoyo para poder prestar el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica. Son áreas de apoyo a las áreas netamente operativas de las Gerencias Técnica y Comercial.

Se incluyen dentro de esta estructura de la empresa modelo la Gerencia General, la Gerencia de Administración y Finanzas, la Gerencia de Recursos Humanos y los departamentos de Auditoría Interna y Legales que dependen directamente de la Gerencia General para tener independencia del resto de la empresa.

La Figura 6.8 muestra el organigrama general de la empresa. Posteriormente se irán mostrando más detallado cada uno de ellos.

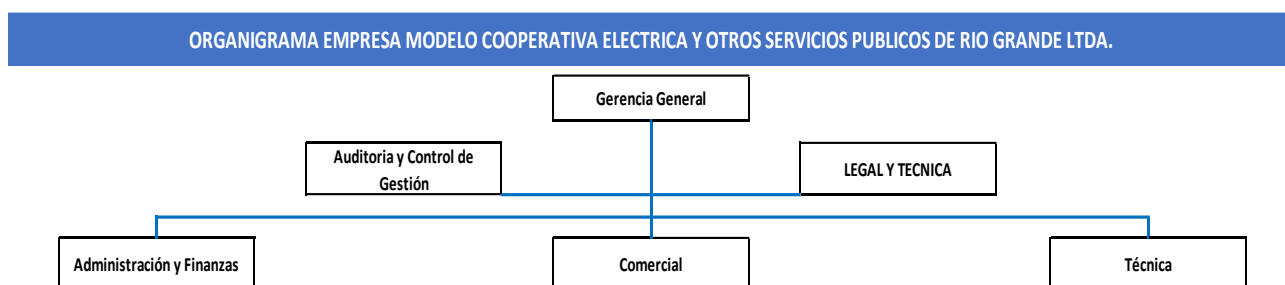


Figura 6.8: Estructura General CERG

a) Gerencia General


Responsable de la dirección general de la empresa, estableciendo objetivos a corto y mediano plazo, definiendo políticas para brindar el servicio a los usuarios que lo requieran.

Es responsable ante los accionistas/ cooperativistas de los resultados obtenidos, en base a su gestión.

Es la responsable de velar por el cumplimiento de las obligaciones contenidas en el Contrato de Concesión con el estado concedente, cumpliendo las medidas definidas por el Ente Regulador de la actividad eléctrica de la provincia de Tierra del Fuego, con la finalidad que el servicio técnico y comercial que se le brinde a los usuarios esté dentro de las exigencias de Calidad de Servicio establecidas en el Contrato.

Asociadas directamente a la Gerencia General, se encuentran los Departamentos de Auditoría Interna y Control de Gestión, que atraviesa la organización en forma horizontal para velar el cumplimiento de los presupuestos anuales, y la gestión en el manejo de recursos.

El Departamento Legal brinda el apoyo en temas legales y alcance del Contrato de Concesión. Responsable de llevar adelante todas las controversias judiciales.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 182
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

La cantidad de personal necesaria para atender esta estructura es de 5 personas.

b) Gerencia de Administración y Finanzas

La Gerencia de Administración y Finanzas se encarga del manejo diario de los recursos monetarios de la empresa. Lleva el control de todas las cuentas de la CRG, realiza pago a proveedores, impuestos, gestión de préstamos, gestión bancaria.

Los departamentos de apoyo dentro del ámbito de la Gerencia de Administración y Finanzas son:

Departamento Tesorería y Recaudación: Lleva el registro y control diario de la recaudación de la empresa. Coordina las cajas propia y externa, verifica la cobranza.

Elabora acciones en el manejo de la cartera de morosos, mediante la suspensión de los servicios por falta de pago, y la rehabilitación de éstos cuando regularizan las deudas.

Departamento Contabilidad y Proveedores: Responsable de llevar la contabilidad general de la empresa, registrando contablemente todos los ingresos y egresos de fondos, elaborar y presentar el balance anual. Realiza pago a proveedores de insumos, materiales y servicios.

Departamento Recursos Humanos: Responsable de la administración de personal, liquidación de sueldos, selección y contratación de personal, capacitación y desarrollo de carrera, relaciones laborales con los gremios que representan al personal.

Se encuadra dentro del Departamento Recursos Humanos el área de Relaciones Institucionales, a fin de coordinar las relaciones con organismos e instituciones externas a la empresa, contacto con la prensa, y demás organizaciones.

El área de Seguridad e Higiene es la responsable del cumplimiento de las leyes vigentes en la materia, a través de un profesional interno Especialista en Higiene y Seguridad en el Trabajo, dictado de capacitación en prevención, entrega de elementos de protección personal. Coordina el servicio de Medicina Laboral, el cual se considera externo a la empresa.

Departamento Abastecimiento: Gestiona la compra de los materiales necesarios para la ejecución de las todas las obras de la empresa. Gestiona el almacén central y la logística necesaria para que los materiales estén en tiempo y forma donde los necesitan.

Departamento Informática: Responsable del funcionamiento de los sistemas informáticos de la empresa, y la implementación de nuevas tecnologías de la información. Soporte para el adecuado funcionamiento de los puestos de trabajo (PC, Notebooks), redes, comunicaciones, Software de aplicaciones y específico para el funcionamiento de las distintas áreas.

La cantidad de personal en la Gerencia de Administración y Finanzas es de 24 personas.

En la Figura 6.9 muestra la estructura general de esta Gerencia de Administración y Finanzas

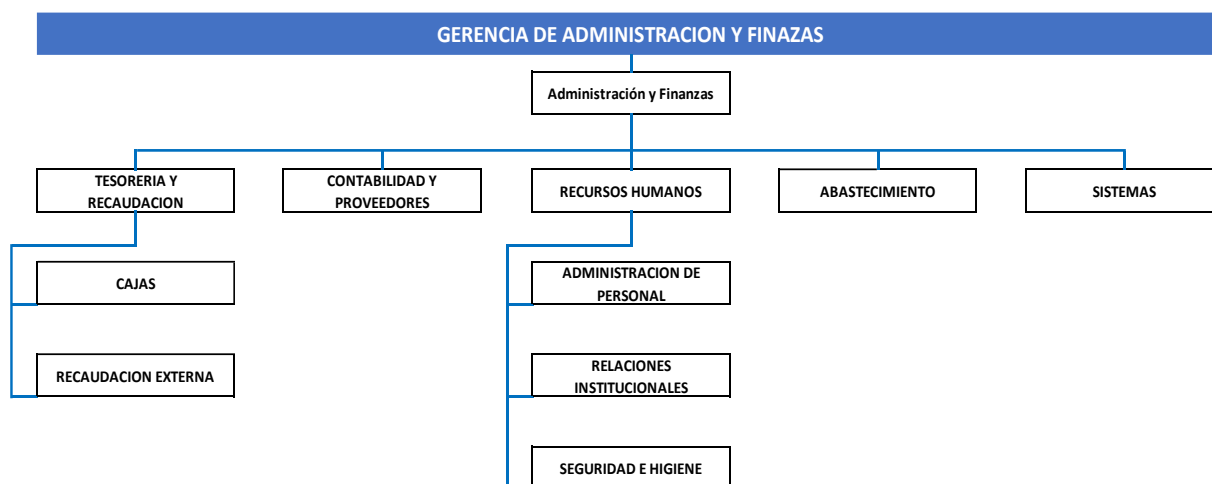



Figura 6.9: Gerencia de Administración y Finanzas CERG

2. Estructura de Explotación Técnica

a) Gerencia Técnica

La Gerencia Técnica en la responsable de:

- Dictar las políticas técnicas de Construcción, Operación y Mantenimiento de las instalaciones eléctricas de alta, media y baja tensión que son las necesarias para brindar el servicio de distribución de energía eléctrica hasta los usuarios que demanden el mismo.
- Llevar el control de los indicadores de Calidad de Servicio y Producto Técnico.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 184
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

- Planificar el crecimiento del sistema de distribución.
- Definir los estándares constructivos para obras nuevas.
- Definir políticas de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo de las instalaciones de distribución. Realizar la planificación para el mantenimiento de equipos e instalaciones.
- Coordinar la operación y mantenimiento de los distritos y sucursales.
- Operar el sistema en línea mediante un centro de control, tele supervisando todo el sistema de alta y media tensión.
- Ejecutar en terreno las tareas operativas de mantenimiento de líneas de alta tensión, estaciones transformadoras, sistema de distribución subterránea.

En función de las tareas definidas para la Gerencia, se definió la estructura en tres áreas corporativas bien definidas.

- Departamento Ingeniería: a través de sus distintas secciones, tiene la responsabilidad de la definición de políticas operativas y de mantenimiento, seguimiento y mejora de los niveles de calidad de servicio y producto técnico, dictado de normas constructivas, proyecto e inspección de obras, planificación del crecimiento a mediano y largo plazo, planes de inversiones, etc.
- Departamento Distribución: es el encargado de llevar a la práctica las políticas operativas y de mantenimiento definidas por la Gerencia a través del Departamento Ingeniería. Ejecuta el mantenimiento y reparación de las instalaciones de distribución en los distintos niveles de tensión. Ejecuta las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo en función de los distintos estadios del sistema eléctrico. Posee un área de servicios Generales para el mantenimiento de las instalaciones edilicias.
- Centro de Operaciones: Ejecuta la operación y supervisión en tiempo real del Sistema Eléctrico Interconectado, y coordina las cuadrillas de Guardia para la atención de reclamos técnicos y operación en terreno del Sistema de Distribución.

En la Figura 6.10 se muestra el organigrama de la Gerencia Técnica considerada para la determinación de los costos de explotación técnicos.

En cuanto a los servicios operativos centralizados en la Gerencia de Distribución podemos mencionar:

- Costos y Servicios asociados a Mantenimiento de Instalaciones eléctricas de media y baja tensión y estaciones transformadoras, como ser Termografías, control y reposición de aislación, puesta a tierra, mantenimiento de transformadores de potencia y de distribución, Estudios ambientales y técnicos externos, disposición de residuos peligrosos, mantenimiento de equipos de medición, apoyo externo en tareas de reposición de instalaciones en contingencias y emergencias.

La cantidad de personal necesaria para atender esta estructura técnica es de 40 personas.

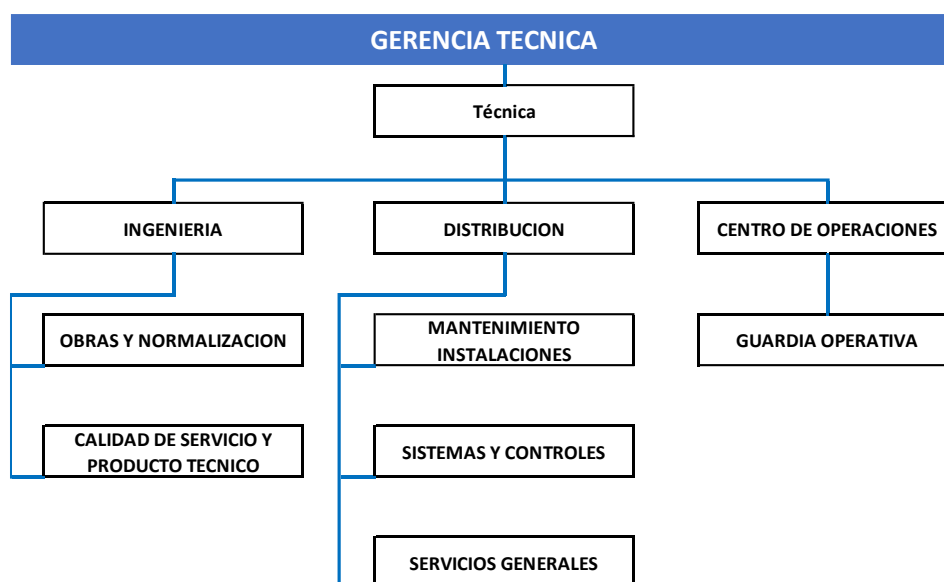


Figura 6.10: Gerencia Técnica de la CRG

3. Estructura de Explotación Comercial

La Gerencia Comercial es la responsable de:

- Dictar las políticas comerciales en cuanto a la atención de los usuarios del Servicio Público de Distribución.
- Atender todo requerimiento de nuevos suministros, modificación de condiciones de servicios existentes como ser aumento/disminución de potencia, cambio de tarifas, actualización de datos comerciales, etc.
- Llevar el control de los indicadores de Calidad de Servicio Comercial.
- Cálculo de tarifas
- Compra de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista

- Atención de reclamos comerciales.
- Medición, Facturación y distribución de factura por la energía consumida por los usuarios.
- Relación con el Ente Regulador como Administrador del Contrato de Concesión.
- Control de pérdidas no técnicas
- Conexión de nuevos suministros. Laboratorio de ensayo de medidores

Dentro de las tareas necesarias para cumplir con los objetivos de la Gerencia Comercial y que se realizan en forma centralizada, podemos mencionar:

- Lectura de medidores en forma mensual para usuarios residenciales y no residenciales.
- Emisión y reparto de facturas.
- Atención de reclamos técnicos y comerciales.
- Conexión de nuevos suministros.
- Suspensión, Retiro y Rehabilitación de suministros por deudas comerciales.

La cantidad de personal necesaria para atender esta estructura comercial es de 28 personas.

En la Figura N°4 se muestra el organigrama definido para la Gerencia Comercial de la empresa modelo.

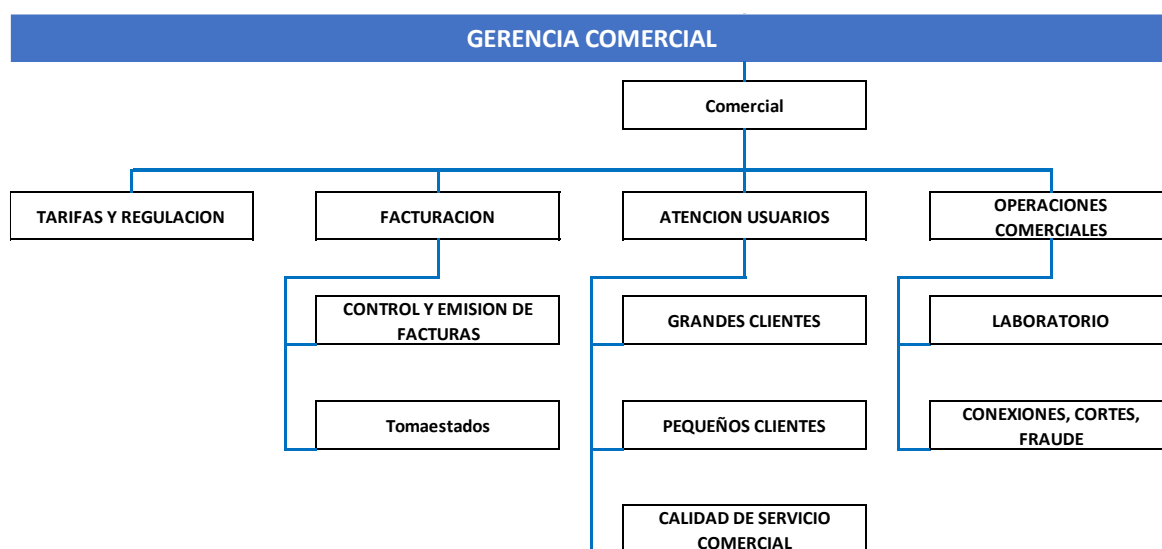



Figura 6.11 Gerencia Comercial CEREG

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 187
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

6.2.3. Costos de Explotación de la CRG

1. Prestación de servicios de terceros e insumos

Se determinaron los servicios necesarios para el funcionamiento de una empresa modelo, y se definieron los costos de estos a valores de Julio-2023, en función de datos disponibles en el IEE y consultas a proveedores de servicios.

Cada uno de los servicios están contemplados en los costos de operación de cada Gerencia, de acuerdo a quien es responsable de su control y contratación.

La Tabla 6.29 muestra los costos de insumos y servicios considerados por el IEE para su empresa modelo.

2. Costos de explotación administración: gerencia general, administración y finanzas y recursos humanos

Para la determinación de los Costos de Explotación asociados al sector de Administración (Gerencia General, Departamento de Auditoría Interna y Control de Gestión, Departamento Legales, Gerencia de Administración y Finanzas) se consideró el personal necesario para cumplir las diversas tareas de acuerdo a la estructura definida en la empresa modelo, y los costos de materiales e insumos y Otros servicios, de acuerdo a los valores determinados al mes de julio-2023.

Dentro de los gastos de Administración se consideran los siguientes:

- Remuneraciones del Consejo de Administración
- Contratación de estudio regulatorio
- Gastos legales y asesorías legales externas
- Gasto referente a Imagen Institucional, propaganda y publicaciones.
- Vigilancia y Seguridad de oficinas y sucursales
- Asesoramiento externo financiero
- Seguros
- Gastos bancarios
- Transporte de valores
- Licencias de sistemas informáticos
- Costo de transmisión de datos.
- Internet
- Aseo y mantenimiento de edificios e instalaciones





 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 188
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

Tabla 6.29: Costos de Servicios de terceros e insumos

DETALLE	Julio 2023	Expresado en
Viáticos x empleado por año	\$ 95.884,23	\$/empleado-año
Agua, electricidad y gas por empleado	\$ 21.316,36	\$/empleado-año
Formularios, útiles y otros materiales por empleado	\$ 18.053,19	\$/empleado-año
Gastos de telefonía celular por empleado	\$ 15.340,09	\$/empleado-año
Gastos de telefonía fija por empleado	\$ 7.894,64	\$/empleado-año
Costo fotocopias por empleado	\$ 2.355,12	\$/empleado-año
Capacitación por empleado	\$ 25.064,66	\$/empleado-año
Costo de impresión de facturas	\$ 16,59	\$/factura impresa
Distribución factura	\$ 53,90	\$/factura distribuida
Consultoría externa, asesorías y estudios ad hoc para: Planificación e Ingeniería	\$ 32.623,44	\$/hora
Consultoría externa, asesorías y estudios ad hoc para: Asesoría Legal	\$ 40.779,30	\$/hora
Consultoría externa, asesorías y estudios ad hoc para: Asesoramiento Financiero y Clasificación de Riesgo	\$ 35.343,44	\$/hora
Consultoría externa, asesorías y estudios ad hoc para: Recursos Humanos y gremiales	\$ 27.187,58	\$/hora
Consultoría externa, asesorías y estudios ad hoc para: Temas regulatorios	\$ 32.623,44	\$/hora
Consultoría externa, asesorías y estudios ad hoc para: Temas comerciales	\$ 21.747,58	\$/hora
Consultoría externa, asesorías y estudios ad hoc para: Seguridad- Ingeniería-Normas Técnicas	\$ 21.747,58	\$/hora
Servicio de reparación de trafos	\$ 31.357.500,00	\$/año
Contingencias	\$ 26.326.000,00	\$/año
Imagen institucional	\$ 7.261.259,73	\$/año
Publicaciones y avisos	\$ 43.622,74	\$/año
Remuneración Directorio	\$ 101.500,00	\$/año
Fee del Operador	\$ 88.249.977,71	\$/año
Seguros	\$ 21.034.523,61	\$/año
Transporte de valores	\$ 12.059.628,98	\$/año
Transmisión de datos	\$ 2.000.000,00	\$/año
Internet y cable	\$ 17.991.766,32	\$/año
Comunicación y radiofonía	\$ 9.745.133,92	\$/año
Vigilancia y Seguridad de Oficinas	\$ 30.937.939,62	\$/año
Servicio dispenser y aromatizadores. Cerrajería. Servicios de Retiro de Residuos.	\$ 1.500.000,00	\$/año
Manipuleo de Materiales Almacén Central	\$ 1.786.349,08	\$/año
Seguridad e Higiene en el trabajo	\$ 10.557.456,81	\$/año
Ropa de trabajo y calzado	\$ 29.747.815,37	\$/año
Gastos Bancarios	\$ 7.293.959,37	\$/año
Correo y mensajería	\$ 9.871.174,52	\$/año
Gastos legales	\$ 193.966,44	\$/año
Mantenimiento de licencias	\$ 64.621.200,00	% VNR No Eléctrico
Mantenimiento de equipos informáticos	\$ 1.445.750,00	% VNR No Eléctrico
Aseo de edificios	\$ 10.379.540,00	% VNR No Eléctrico
Mantenimiento y reparación de edificios	\$ 5.189.770,00	% VNR No Eléctrico
Mantenimiento y reparación de muebles y maquinarias	\$ 5.470.300,00	% VNR No Eléctrico

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 189
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

Se consideró, en promedio, 1 (una) hora de capacitación por mes por empleado.

Se considera el costo de un empleado con Licencia Gremial permanente.

En la Tabla 6.30 se muestran agrupados los Costos Totales de Explotación Administración determinados según la empresa modelo, resultando M\$ 1.393.811.-

Tabla 6.30: Costos Totales de Explotación Administración para la CRG

COSTOS TOTALES EXPLOTACION ADMINISTRACION IEE				
Modelo (Miles \$/año)	Personal	Materiales e Insumos	Servicios y otros gastos	Total
RED BT	592.031	296	104.578	696.905
RED MT	355.219	178	62.747	418.143
CT MT/BT	236.813	118	41.831	278.762
TOTALES	1.184.063	592	209.156	1.393.811

3. Costos de Explotación Técnica

Los costos de explotación técnica están asociados a las tareas necesarias para mantener el sistema eléctrico que opera la distribuidora en funcionamiento, y brindar a los usuarios la continuidad necesaria del abastecimiento cumpliendo con los estándares de Calidad de Servicio y Producto Técnico fijado por el Contrato de Concesión.

En estas tareas están contempladas aquellas necesarias para la construcción, operación, mantenimiento, reparación, atención de reclamos asociados al del sistema eléctrico de baja, media y alta tensión bajo la responsabilidad de la distribuidora.

Parte de estas tareas se realizan en forma centralizada y parte se realizan en los distritos y sucursales, principalmente la atención de reclamos técnicos y operación en terreno del sistema eléctrico.

En función de la estructura definida en la empresa modelo, teniendo en cuenta la distribución geográfica de los clientes, se determinó el personal necesario y su costo, los materiales e insumos necesarios para la explotación técnica, y los servicios externos y otros gastos, resultando los Costos Totales de Explotación Técnica de la empresa modelo definida por el IEE.

En servicios externos y otros gastos se ha considerado:

- Termografía de instalaciones
- Reposición de puestas a tierra y perfilería de líneas por fin de vida útil o hurto.
- Mantenimiento de caminos de servicios
- Estudios ambientales
- Disposición de residuos peligrosos
- Renovación de certificación de Instalaciones contra incendios
- Reparación de transformadores de distribución y de potencia
- Mantenimiento y reposición de aisladores de líneas
- Estudios especiales contratado a terceros
- Reparación y reposición de instalaciones ante contingencias climáticas.
- Mantenimiento de equipos de estaciones transformadoras
- Mantenimiento y reparación de equipos de medición de parámetros de calidad de servicio.
- Mantenimiento edilicio de estaciones transformadoras

La Tabla 6.31 muestran agrupados los Costos Totales de Explotación Técnica determinados según la empresa modelo del IEE, resultando M\$ 1.985.911.-

Tabla 6.31: Costos Totales de Explotación Técnica CERG

COSTOS TOTALES EXPLOTACION TECNICA				
IEE Julio 2023				
Modelo (Miles \$/año)	Personal	Materiales e Insumos	Servicios y otros gastos	Total
RED BT	454.284	30.277	167.595	652.156
RED MT	528.705	50.838	242.276	821.819
CT MT/BT	339.824	18.401	153.711	511.936
TOTALES	1.322.812	99.516	563.582	1.985.911

6.2.4. Costos de Explotación Comercial

Los costos de explotación comercial están asociados básicamente a las tareas necesarias para conexión, lectura, facturación, atención comerciales y respuestas a reclamos comerciales de clientes de la distribuidora.

La Tabla 6.32 muestran agrupados los Costos Totales de Explotación Comercial determinados según la empresa modelo del IEE, resultando M\$ 1.266.916.-



 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 191
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

Tabla 6.32: Costos Totales de Explotación Comercial CRG

COSTOS TOTALES EXPLOTACION COMERCIAL IEE				
[M\$]				
Modelo [Miles \$/año]	Personal	Materiales e Insumos	Servicios y otros gastos	Total
Pequeñas Demandas-Baja Tensión	932.422	64.796	246.182	1.243.400
Medianas Demandas-Baja Tensión	14.483	1.006	3.824	19.314
Grandes Demandas-Baja Tensión	2.897	201	765	3.864
Medianas Demandas-Media Tensión	254	18	67	339
TOTALES	950.056	66.022	250.838	1.266.916

6.2.5. Costos de Totales de Explotación de la Empresa Modelo

Finalmente, se muestra en la Tabla 6.33 los Costos Totales de Explotación de una empresa modelo necesarios para atender el universo de clientes atendidos por la CRG que totalizan, a valores de julio-2023, M\$ 4.646.637.-

Tabla 6.33: Costos Totales de Explotación de la CRG a julio-2023


COSTOS TOTALES DE EXPLOTACION				
IEE				
Modelo (Miles \$/año)	Personal	Materiales e Insumos	Servicios y otros gastos	Total
Explotación Administración	1.184.063	592	209.156	1.393.811
Explotación Técnica	1.322.812	99.516	563.582	1.985.911
Explotación Comercial	950.056	66.022	250.838	1.266.916
TOTALES	3.456.930	166.130	1.023.577	4.646.637

6.3. Impuestos y Otros Gastos

Incobrables

Los costos asociados a incobrables se determinan en forma proporcional a los ingresos totales, incluyendo tanto los costos propios de distribución como los de Abastecimiento.

El valor proporcional a reconocer es un porcentaje de la facturación total; correspondiente a un valor eficiente considerando la información de los balances de la distribuidora y un adecuado equilibrio entre los costos que implica su detección y corrección. Para determinar dicho valor, se calcula el promedio del valor de incobrables

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 192
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

de los balances del periodo 2017-2020, resultando para la Cooperativa de Río Grande un valor de incobrables de 1,66%, mientras que para el caso de la DPE es de 5,34%.

Sin embargo, y con el objetivo de considerar valores eficientes, se establece un valor de incobrables a reconocer de 1,5% para ambas distribuidoras.

Sellos, Débitos y Créditos, Tasas Municipales y ENRE

Para determinar el impuesto sobre ventas, se solicitó a las Distribuidoras información que permita establecer los impuestos que pagan y el porcentaje asociado en cada caso. En este sentido, y por no recibir respuesta de las mismas, se adoptó un 5% sobre el costo de abastecimiento, costo de capital total (VNR eléctrico y No eléctrico) y costos de explotación (incluyendo mora e incobrables). Considerando que los impuestos a pagar están asociados a Sellos, Débitos y Créditos, Tasas Municipales y Tasa ENRE.

Costo Capital de Trabajo

Para efectuar la estimación del costo del capital se realizó una simulación de los requerimientos de fondos para la operación de la distribuidora. El capital de trabajo corresponde al costo financiero necesario para cubrir el desfase de facturación y recaudación respecto de los pagos por compra de energía y gastos operativos de la distribuidora.



Para ello se considera un mes típico de operación, estimando los requerimientos de capital diarios y el costo correspondiente del mismo.

Para efectuar la simulación se considera un mes de ventas de la distribuidora (se supone un ciclo repetitivo para el resto de los meses). Se tuvieron en cuenta los siguientes conceptos:

- Ingresos por cobro de ventas de energía efectuadas durante el mes
- Egreso por pago de las facturas de compra de energía
- Egreso por pago de remuneraciones al personal
- Egreso por pago de Otros Impuestos y Tasas
- Egreso por pago de Servicios de Terceros
- Mantenimiento de un stock de materiales de explotación

Ingresos no regulados

Los Ingresos No Regulados corresponden a otros ingresos percibidos por la Distribuidora por brindar algunos de los servicios que se mencionan a continuación:

 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 193
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

- Obras y servicios a terceros
- Fábrica de postes
- Entregas internas fábrica de postes
- Servicios varios sepelios
- Venta de rodados
- Contribuciones figurativas

Los costos asociados al ítem de ingresos no regulados se determinan como un 50% del promedio de dicho monto del periodo 2017-2021, valores obtenidos de la contabilidad regulatoria de las Distribuidoras. No se descuenta el 100% del valor de estos ingresos, con el objetivo de incentivar a las Distribuidoras a que sigan brindando los servicios mencionados.

6.4. VAD para la CRG

Finalmente, en base a todos los costos ut-supra detallados, en la Tabla 6.34 se presenta el VAD para el año base a julio-2023 para la CRG. Luego, en la Tabla 6.35 se presenta el mismo VAD actualizado a noviembre-2023 utilizando los factores ajuste o de actualización de los costos propios de distribución (FA^{CPD}) y de los costos de comercialización (FA^{CCO}) descritos en el Capítulo 5.

Tabla 6.34: VAD anualizado a julio-2023 (wacc 12%)

Costos de Capital	(M\$)
Bienes Eléctricos	629.893
Bienes No Eléctricos	320.425
Total Costos de Capital	950.318
Costos de Explotación	(M\$)
Personal	3.456.930
Materiales e Insumos	166.130
Servicios Tercerizados y Otros Gastos	1.023.577
Total Costos de Explotación	4.646.637
Impuestos y Otros Gastos	(M\$)
Incobrables (1,5% de VAD + abastecimiento)	163.896
Sellos, débitos y créditos, tasas (5% de VAD + abast.)	299.457
Costo de Capital de Trabajo	37.157
Ingresos No Regulados (50% según contabilidad reg.)	-108.324
VAD Total (M\$)	5.989.141

Tabla 6.35: VAD anual actualizado a nov-2023 para la CRG

Costos de Capital (M\$)	
Bienes Eléctricos	908.936
Bienes No Eléctricos	462.373
Total Costos de Capital	1.371.309
Costos de Explotación (M\$)	
Personal	4.936.497
Materiales e Insumos	237.234
Servicios Tercerizados y Otros Gastos	1.461.668
Total Costos de Explotación	6.635.398
Impuestos y Otros Gastos (M\$)	
Incobrables (1,5% de VAD + abastecimiento)	202.810
Sellos, débitos y créditos, tasas (5% de VAD + abast.)	429.171
Costo de Capital de Trabajo	53.056
Ingresos No Regulados (50% según contabilidad reg.)	-108.324
VAD Total (M\$)	8.583.420

Nota 1: Las pérdidas no se tuvieron en cuenta en el VAD, ya que al analizar la información brindada por la Dirección Provincial de Energía se encontró un documento que detalla el “Procedimiento para la determinación del cuadro tarifario”. En este documento, se consideran las pérdidas a través de los factores de perdidas correspondientes, factor de pérdidas de energía y de potencia, en la formulación para el cálculo de los cargos tarifarios de cada una de las categorías presentes en el cuadro tarifario. Esto a su vez, coincide con lo observado por el IEE en otras revisiones tarifarias en donde el tratamiento de las pérdidas se realiza al momento de la determinación de los cargos tarifarios, no el VAD.

Nota 2: No se ha considerado un reconocimiento de deuda tenido en cuenta en las anteriores revisiones tarifarias, por algún mencionado acuerdo de pago con CAMMESA, por no contar con el debido detalle.

Nota 3: El día 5-dic-2023 se realizó una presentación del VAD preliminar para CRG, el cual luego a partir del feed-back recibido se terminaron de ajustar algunos valores. En el Anexo se adjunta tal presentación.

7. PROPUESTA TARIFARIA (VAD) PARA DPE

Sobre la misma base metodológica detallada en el Capítulo anterior para la CRG, pero con mucho menos información consistente provista por la DPE, se presenta a continuación el cálculo de los diferentes costos que conforman el VAD para la DPE.

7.1. Costos de Capital

7.1.1. VNR Eléctrico

A partir de las redes optimizadas para la CRG, teniendo en cuenta algunas características particulares de Ushuaia y parte de la información brindada, se extrapolan los resultados a toda la red de MT (13,2 y 33 kV) para la DPE se puede apreciar en las Tablas 7.1 a 7.4, tomando de base costos a julio-2023 expresados en Miles de \$AR (M\$), y un crecimiento anual de la demanda del 1,84%.

Es de notar que se tienen en cuenta 30 km de líneas subterráneas acorde posee en la actualidad la DPE, solo que valorizadas en su debida sección de aluminio.

Tabla 7.1: Líneas de MT optimizadas para Ushuaia - DPE

RED 13,2 kV Ushuaia		LA-MT Secc. sim. flujo				Cap. kVAr
Alimentador	km	95	70	50	35	
A1	1,84					
A2	7,12		2.000	1.000	4.120	
A3	4,46		1.253	627	2.581	
A4	7,18		2.017	1.009	4.156	
A5	7,50	1.333	1.333	1.333	3.500	
A6	5,23	929	929	929	2.439	
A7	2,97	528	528	528	1.386	
A8	3,12	554	554	554	1.454	
A9	36,53		9.476	18.952	8.102	2.000
A10	22,84		5.925	11.850	5.066	1.000
A11	4,67		1.312	656	2.704	
A12	7,61		2.138	1.069	4.404	
L2	4,40		1.236	618	2.547	
L3	0,64					
L6	0,41					
L7	5,38	956	956	956	2.509	
Total	121,9	4,300	29,658	40,080	44,967	3,000



 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 196
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

Tabla 7.2: VNR eléctrico de líneas de MT



Líneas MT	Long [km]	CU [M\$/km]	VNR [M\$]
Subte 33 3x70 Al	23,0	87.814,6	2.019.735,9
Subte 33 4x400 Al	7,0	334.720,0	2.343.040,1
LAMT 13 AlAc 35/6 mixta	45,0	12.125,5	545.245,6
LAMT 13 AlAc 50/8 mixta	40,1	12.727,0	510.098,2
LAMT 13 AlAc 70/12 mixta	29,7	13.529,0	401.242,9
LAMT 13 AlAc 95/15 mixta	4,3	14.815,0	63.704,5
Subte 13 3x95 Al	2,9	44.896,6	129.744,8
	151,9		6.012.811,9

Tabla 7.3: VNR eléctrico de SETs MT/BT

SETs 13,2/ 0,4/ 0,231 kV	Ctdad.	CU [M\$]	VNR [M\$]
Seta Monoposte-H A 16 kVA	8	3.780,4	30.243,0
Seta Monoposte-H A 25kVA	8	4.058,8	32.470,6
Seta Monoposte-H A 40 kVA	13	4.276,5	55.594,3
Seta Monoposte-H A 63 kVA	12	4.561,2	54.734,9
Seta Monoposte-H A 100 kVA	14	5.072,8	71.019,4
Seta Monoposte-H A 125 kVA	2	5.295,3	10.590,7
Seta Monoposte-H A 160 kVA	13	5.924,6	77.019,6
Seta Biposte-H A 200 kVA	12	7.437,7	89.252,5
Seta Biposte-H A 250 kVA	41	7.599,5	311.580,8
Seta Biposte-H A 315 kVA	83	8.543,3	709.091,9
Seta Biposte-H A 400 kVA	7	8.751,5	61.260,3
Seta Biposte-H A 500 kVA	48	9.951,6	477.676,3
Seta Biposte-H A 630 kVA	20	10.548,0	210.960,8
SET Compacta Boveda 800 kVA	16	31.642,4	506.278,5
SET Compacta Boveda 1000 kVA	18	36.082,1	649.477,2
SET Compacta Boveda 1600 kVA	2	38.332,7	76.665,3
SET Compacta Boveda 2000 kVA	5	41.042,9	205.214,3
	322		3.629.130,4

Tabla 7.4: VNR eléctrico de Equipos de Protección-Maniobra y Compensación en MT

Protecciones y Compensación MT	Ctdad.	CU [M\$]	VNR [M\$]
Interruptores (en celdas CDs)	16		
Fusibles 13,2 kV (XS)	76	122,4	9.295,0
Seccionadores Aut. 13,2 kV	15	611,9	9.295,0
Reconectores 13,2 kV	8	5.303,4	40.278,2
Capacitores 13,2 kV MVar	3	3.059,7	9.179,0
			68.047,2

 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 197
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

En la Tabla 7.5 se resume el VNR para las líneas de BT de Ushuaia. Por su parte, en las Tablas 7.6 y 7.7 se resumen las cantidades, características técnicas y costos resultantes para acometidas y medidores, respectivamente; esto para el año horizonte 2028 previendo un crecimiento anual de los usuarios del 2,72%.

Tabla 7.5: VNR eléctrico de líneas de BT



Líneas BT	Long [km]	CU [M\$/km]	VNR [M\$]
LBT Al Preens. 50+p mixta	44,5	11.655,6	518.617,6
LBT Al Preens. 70+p mixta	53,9	12.792,6	690.018,2
LBT Al Preens. 95+p mixta	99,2	13.226,5	1.311.572,9
LBT Al Preens. 120+p mixta	74,2	14.259,6	1.058.446,1
LBT Subte AL s/armadura 3x95/50	9,0	20.476,3	184.265,7
LBT Subte AL s/armadura 3x120/70	18,0	21.910,7	394.346,4
	298,8		4.157.267,0

Tabla 7.6: VNR eléctrico de acometidas de BT

Acometidas			
Total usuarios (dic-2022)	29.884		
Total usuarios estimados al 2028	34.613	CU [M\$/km]	VNR [M\$]
<i>Total monofasicos</i>	<i>29.191</i>	<i>84,3%</i>	
>> Concéntrico 2x16 Al s/cruce (40%)	11.676	20,2	236.153,8
>> Concéntrico 2x16 Al c/cruce (40%)	11.676	24,2	282.228,6
>> Subterránea Residencial (20%)	5.838	50,7	295.825,7
<i>Total trifasicos</i>	<i>5.422</i>	<i>15,7%</i>	
>> Preens. 4x10 Al sin cruce (40%)	2.169	31,7	68.820,4
>> Preens. 4x10 Al con cruce (40%)	2.169	38,9	84.425,4
>> Subte Trif desde Aérea BT (10%)	542	146,2	79.273,8
>> Subte Trif desde red Subte (10%)	542	146,2	79.273,8
			1.126.001,4

Tabla 7.7: VNR eléctrico de medidores de BT

Medidores			
Total usuarios estimados (medio)	34.613	CU [M\$/km]	VNR [M\$]
<i>Total monofasicos</i>	<i>29.191</i>		
>> electronicos clasicos	28.461	17,4	494.055,5
>> monofasicos teledmedidos (2,5%)	730	102,0	74.430,0
<i>Total trifasicos</i>	<i>5.422</i>		
>> electronicos clasicos	4.609	91,5	421.833,8
>> trif con medicion potencia (10%)	542	192,5	104.388,7
>> trifasicos teledmedidos (5%)	271	224,4	60.830,8
			1.155.538,9

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 198
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

A partir del VNR de MT y BT para Ushuaia, en la Tabla 7.8 se resumen el VNR anualizado tomando como referencia los costos a julio-2023, considerando además un diferencial proporcional a las otras localidades.

Como parte de las instalaciones de MT, se tienen en cuenta además las celdas y transformadores en los centros de distribución. En este caso, se tienen en cuenta 2 transformadores 13,2/33kV de 15 MVA en CD Ushuaia (en la misma central), además de 2 transformadores de 13,2/0,4kV de 1 MVA y otro de 13,2/13,2 de 10 MVA, otros 3 transformadores 33kV/13,2 de 7,5 MVA en CD Torelli y 3 transformadores 33kV/13,2 de 7,5 MVA en CD Vialidad. El VNR total asciende a M\$ 519.740 en transformadores y M\$ 1.406.520 en celdas.

Es de notar que se tienen en cuenta todas las inversiones necesarias para operar la red durante el próximo quinquenio, con el capital que se le reconoce de VNR a la DPE en función del porcentaje de inversiones realizadas por el estado provincial (100%).

Tabla 7.8: VNR eléctrico anualizado de la CRG a julio-2023 (tasa wacc 12%)

Concepto	VNR (M\$) Ushuaia	Δ VNR (M\$) otras local.	Vida Útil (años)	FRC (%)	Anualidad (M\$)	Inversión del Estado	VNR anual (M\$) reconocido
Trafos Centro Distri.	519.740	-	35	12,23%	63.573	100%	0
Celdas Centro Distri.	1.406.520	140.362	35	12,23%	189.209	100%	0
Red MT 33 y 13,2 KV	6.012.812	164.664	35	12,23%	755.608	100%	0
SET MT/BT	3.629.130	362.165	35	12,23%	488.202	100%	0
Equipos PM MT	68.047	6.791	35	12,23%	9.154	100%	0
Red BT	4.157.267	414.870	35	12,23%	559.248	100%	0
Medidores	1.126.001	112.368	25	12,75%	157.892	0	157.892
Acometidas	1.155.539	115.316	25	12,75%	162.034	0	162.034
TOTAL	18.075.057	1.316.536			2.384.920		319.926

Pérdidas

En la Tabla 7.9 se indican los valores de pérdidas eficientes por estadio (BT – MT), tanto en unidades físicas como en porcentajes, en este último caso siempre medidos respecto a la potencia o energía ingresada al propio estadio.

Si bien no se ha calculado el cuadro tarifario en este estudio, pero se dejan igual estos factores de referencia de perdidas para tenerlos en cuenta en adelante.

Tabla 7.9: Balance aproximado de energía y potencia para estimar las pérdidas por estadio

DPE (Ushuaia y Tolhuin)	Energía anual estimada [kWh/a]	Pérdidas Energía [%]	Potencia Máx media [kW]	Potencia Coincidente [kW]	Pérdidas de potencia [%]
Demanda usuarios BT	244.075.452		50.489,1	37.654,9	
Pérdidas en Acometidas y Medidores en BT	537.282	0,21%	183,7	140,7	0,358%
Pérdidas en Red BT	3.771.008	1,50%	1.125,1	837,2	2,130%
Pérdidas No Técnicas y otras (*)	3.016.807	1,20%	900,1	669,7	1,704%
Ingreso a Estadio BT	251.400.549	2,91%	52.698	39.303	4,192%
Pérdidas en el Cu en transformadores MT/BT	2.961.448	1,16%	883,6	657,4	1,635%
Pérdidas en el Fe en transformadores MT/BT	1.112.117	0,44%	331,8	246,9	0,614%
Ingreso a Estadio SED MT/BT	255.474.114	1,59%	53.913	40.207	2,249%
Pérdidas en red MT	3.102.924	1,20%	925,8	688,9	1,684%
Ingreso a Estadio MT	258.577.039	1,20%	54.839	40.896	1,684%
Pérdidas en el Cu en transformadores CD-MT	879.832	0,34%	262,5	195,3	0,475%
Pérdidas en el Fe en transformadores CD-MT	125.690	0,05%	37,5	27,9	0,068%
Total sistema	259.582.561	0,39%	55.139	41.119	0,543%
Pérdidas Totales (% respecto al total ingresado)		5,97%			8,42%

7.1.2. VNR No Eléctrico

En la Tabla 7.10 se presentan los valores considerados para el VNR no eléctrico para el año base del estudio para la DPE (considerando todas sus localidades en las que brinda suministro de energía eléctrica).

Tabla 7.10: VNR No Eléctrico y Anualidad a julio 2023 – DPE (wacc 12%)

Concepto	VNR [M\$]	Vida Útil	Anualidad [M\$]
Vehículos	268.429	5	74.465
Terrenos	918.863	99	110.265
Edificios	1.239.764	40	150.388
Software Informático	516.347	5	143.240
Hardware Informático	27.654	5	7.672
Herramientas, Equipos e Instrumentos	145.253	5	40.295
Muebles de Oficinas y Otros Bienes	11.433	5	3.172
Telecomunicaciones y Otros Dispositivos de Comunicación	35.401	5	9.821
TOTAL	3.163.145		539.316

7.2. Costos de Explotación

7.2.1. Costos Comunes a Toda la Estructura

Determinación del costo remunerativo del personal

A partir de las mismas consideraciones indicadas en el Capítulo anterior para la CRG, se determinó para cada escala salarial de acuerdo al convenio colectivo de trabajo, el costo anual a valores de julio-2023. En particular, la DPE tiene un Convenio Colectivo mucho más bajo que el que rige para la CRG.


La Tabla 7.11 muestra las distintas escalas salariales consideradas para la determinación del costo salarial considerado por el IEE para la determinación de los costos de explotación de la DPE.

Tabla 7.11: Costo laboral del personal propio de acuerdo al puesto de trabajo para la DPE

Nivel Salarial	Puesto de trabajo	IEE (Julio 2023) M\$/año
N6	Tomaestado	\$ 13.814,44
N8	Ayudante Técnico	\$ 13.534,62
N10	Medio Oficial Técnico	\$ 19.939,38
N11	Empleado Administrativo Nivel I	\$ 15.439,42
N12	Oficial Técnico	\$ 15.439,42
N13	Capataz Técnico I	\$ 17.511,61
N14	Capataz Técnico II	\$ 17.756,83
N15	Jefatura Seccion I	\$ 20.950,52
N16	Jefatura Seccion II	\$ 22.968,85
N17	Jefatura Area I	\$ 24.112,44
N18	Jefatura Area II	\$ 23.945,10
FC1	Secretaria	\$ 16.674,57
FC2	Gerente de Area	\$ 38.791,06
FC3	Gerente General	\$ 54.594,83
FC4	Profesional	\$ 28.734,12

Determinación de la composición de cuadrillas y sus costos operativos

Se consideran los mismos modelos de vehículos y composición de cuadrillas que la CERG. Por lo tanto, son válidas las Tablas 6.28.a y 6.28.b para la DPE.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 201
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

7.2.2. Determinación de la Estructura de la Empresa Modelo

La estructura de la empresa modelo, está diseñada en base a tres áreas perfectamente definidas en una empresa distribuidora: el área de Administración, el área Comercial y el área Técnica denominadas Gerencias.

En cada caso se determinaron los departamentos encargados de ejecutar tareas en forma centralizadas, ya que distribución geográfica de los usuarios no amerita pensar en sucursales.

Se distribuyeron gastos comunes a toda la empresa en función del personal, como ser gastos en telefonía fija y celular, viáticos, gastos de consumo de servicios de agua, electricidad y gas, materiales de librería y copias, gastos en capacitación.

La estructura final de la empresa modelo, para la atención de los usuarios previstos a julio-2023 necesita un total de 94 agentes, cubriendo los distintos niveles: gerenciales, jefaturas, supervisión, operarios técnicos de terreno y administrativos. No está considerada en esta estructura los servicios de generación.

A continuación, se detallarán las áreas o departamentos que componen cada una de las gerencias.

1. Estructura de Administración

La Estructura de Administración comprenden las unidades administrativas necesarias y de apoyo para poder prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica. Son áreas de apoyo a las áreas netamente operativas de las Gerencias Técnica y Comercial.

Se incluyen dentro de esta estructura de la empresa modelo la Gerencia General, la Gerencia de Administración y Finanzas, la Gerencia de Recursos Humanos y los departamentos de Auditoría Interna y Legales que dependen directamente de la Gerencia General para tener independencia del resto de la empresa.

La Figura 7.1 muestra el organigrama general de la empresa. Posteriormente se irán mostrando más detallado cada uno de ellos.

ORGANIGRAMA EMPRESA MODELO DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGÍA TIERRA DEL FUEGO

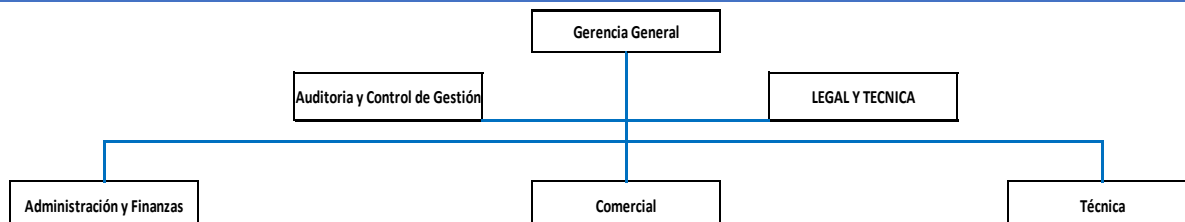


Figura 7.1: Estructura general de la DPE

a) Gerencia General

Responsable de la dirección general de la empresa, estableciendo objetivos a corto y mediano plazo, definiendo políticas para brindar el servicio a los usuarios que lo requieran. Además, es responsable ante los accionistas de los resultados obtenidos, en base a su gestión.

Es la responsable de velar por el cumplimiento de las obligaciones contenidas en el Contrato de Concesión con el estado concedente, cumpliendo las medidas definidas por el Ente Regulador de la actividad eléctrica de la provincia de Tierra del Fuego, con la finalidad que el servicio técnico y comercial que se le brinde a los usuarios esté dentro de las exigencias de Calidad de Servicio establecidas en el Contrato.

Asociadas directamente a la Gerencia General, se encuentran los Departamentos de Auditoría Interna y Control de Gestión, que atraviesa la organización en forma horizontal para velar el cumplimiento de los presupuestos anuales, y la gestión en el manejo de recursos.


El Departamento Legal brinda el apoyo en temas legales y alcance del Contrato de Concesión. Responsable de llevar adelante todas las controversias judiciales.

La cantidad de personal necesaria para atender esta estructura es de 5 personas.

b) Gerencia de Administración y Finanzas

La Gerencia de Administración y Finanzas se encarga del manejo diario de los recursos monetarios de la empresa. Lleva el control de todas las cuentas de la DPE, realiza pago a proveedores, impuestos, gestión de préstamos, gestión bancaria.

Los departamentos de apoyo dentro del ámbito de la Gerencia de Administración y Finanzas son:

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 203
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

Departamento Tesorería y Recaudación: Lleva el registro y control diario de la recaudación de la empresa. Coordina las cajas propia y externa, verifica la cobranza. Elabora acciones en el manejo de la cartera de morosos, mediante la suspensión de los servicios por falta de pago, y la rehabilitación de éstos cuando regularizan las deudas.

Departamento Contabilidad y Proveedores: Responsable de llevar la contabilidad general de la empresa, registrando contablemente todos los ingresos y egresos de fondos, elaborar y presentar el balance anual. Realiza pago a proveedores de insumos, materiales y servicios.

Departamento Recursos Humanos: Responsable de la administración de personal, liquidación de sueldos, selección y contratación de personal, capacitación y desarrollo de carrera, relaciones laborales con los gremios que representan al personal.

Se encuadra dentro del Departamento Recursos Humanos el área de Relaciones Institucionales, a fin de coordinar las relaciones con organismos e instituciones externas a la empresa, contacto con la prensa, y demás organizaciones.

El área de Seguridad e Higiene es la responsable del cumplimiento de las leyes vigentes en la materia, a través de un profesional interno Especialista en Higiene y Seguridad en el Trabajo, dictado de capacitación en prevención, entrega de elementos de protección personal. Coordina el servicio de Medicina Laboral, el cual se considera externo a la empresa.

Departamento Abastecimiento: Gestiona la compra de los materiales necesarios para la ejecución de las todas las obras de la empresa. Gestiona el almacén central y la logística necesaria para que los materiales estén en tiempo y forma donde los necesitan.

Departamento Informática: responsable del funcionamiento de los sistemas informáticos de la empresa, y la implementación de nuevas tecnologías de la información. Soporte para el adecuado funcionamiento de los puestos de trabajo (PC, Notebooks), redes, comunicaciones, Software de aplicaciones y específico para el funcionamiento de las distintas áreas.

La cantidad de personal en la Gerencia de Administración y Finanzas es de 19 personas. En la Figura 7.2 muestra la estructura de la Gerencia de Administración y Finanzas

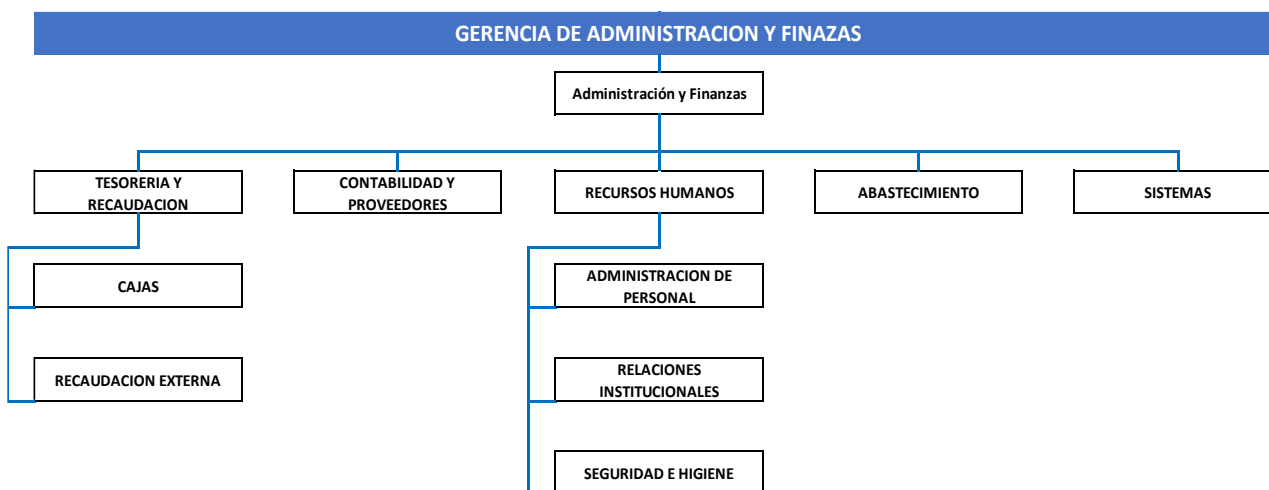


Figura 7.2: Gerencia de Administración y Finanzas de la DPE

2. Estructura de Explotación Técnica

a) Gerencia Técnica

La Gerencia Técnica es la responsable de:

- Dictar las políticas técnicas de Construcción, Operación y Mantenimiento de las instalaciones eléctricas de alta, media y baja tensión que son las necesarias para brindar el servicio de distribución de energía eléctrica hasta los usuarios que demanden el mismo.
- Llevar el control de los indicadores de Calidad de Servicio y Producto Técnico.
- Planificar el crecimiento del sistema de distribución.
- Definir los estándares constructivos para obras nuevas.
- Definir políticas de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo de las instalaciones de distribución. Realizar la planificación para el mantenimiento de equipos e instalaciones.
- Coordinar la operación y mantenimiento de los distritos y sucursales.
- Operar el sistema en línea mediante un centro de control, tele supervisando todo el sistema de alta y media tensión.
- Ejecutar en terreno las tareas operativas de mantenimiento de líneas de alta tensión, estaciones transformadoras, sistema de distribución subterránea.
- Atender operativamente los pequeños sistemas aislados Tohluin, San Sebastian y Almanza.

En función de las tareas definidas para la Gerencia, se definió la estructura en cuatro áreas corporativas bien definidas:

- Departamento Ingeniería: a través de sus distintas secciones, tiene la responsabilidad de la definición de políticas operativas y de mantenimiento, seguimiento y mejora de los niveles de calidad de servicio y producto técnico, dictado de normas constructivas, proyecto e inspección de obras, planificación del crecimiento a mediano y largo plazo, planes de inversiones, etc.
- Departamento Distribución: es el encargado de llevar a la práctica las políticas operativas y de mantenimiento definidas por la Gerencia a través del Departamento Ingeniería. Ejecuta el mantenimiento y reparación de las instalaciones de distribución en los distintos niveles de tensión. Ejecuta las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo en función de los distintos estadios del sistema eléctrico. Posee un área de servicios Generales para el mantenimiento de las instalaciones edilicias.
- Centro de Operaciones: Ejecuta la operación y supervisión en tiempo real del Sistema Eléctrico Interconectado, y coordina las cuadrillas de Guardia para la atención de reclamos técnicos y operación en terreno del Sistema de Distribución.
- Sistemas Aislados: Atención técnica de las pequeñas localidades aisladas del sistema de Ushuaia. Estas son Tohuin, San Sebastian y Almanza

En cuanto a los servicios operativos centralizados en la Gerencia de Distribución, son los mismos descriptos para la CRG (punto 6.2.2).

La cantidad de personal necesaria para atender esta estructura técnica es de 45 personas. En la Figura 7.3 se muestra el organigrama de la Gerencia Técnica considerada para la determinación de los costos de explotación técnicos.

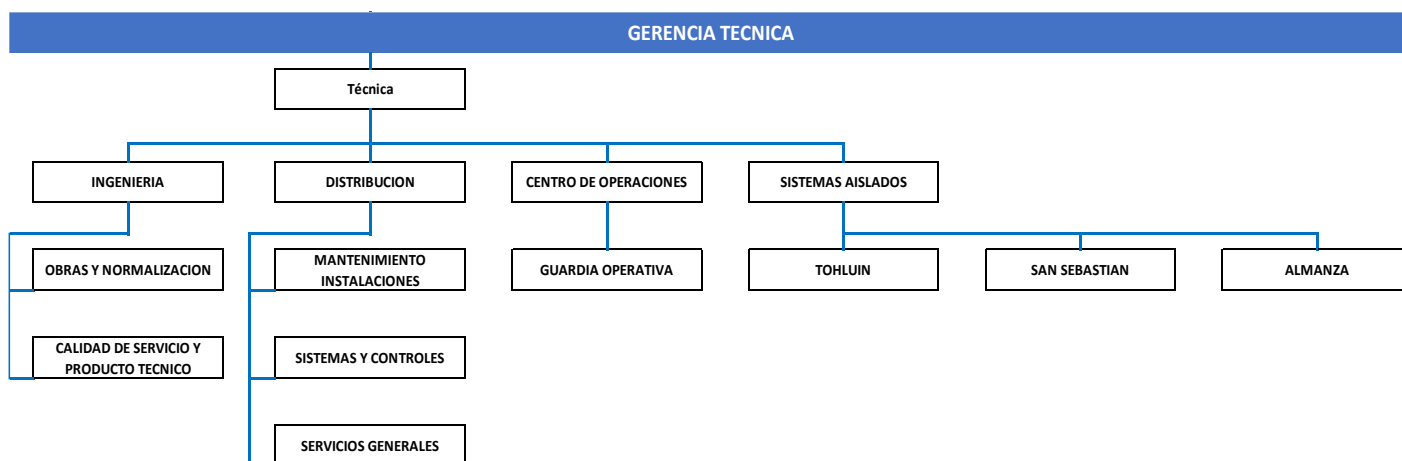


Figura 7.3: Gerencia Técnica de la DPE

3. Estructura de Explotación Comercial

La Gerencia Comercial es la responsable de:

- Dictar las políticas comerciales en cuanto a la atención de los usuarios del Servicio Público de Distribución.
- Atender todo requerimiento de nuevos suministros, modificación de condiciones de servicios existentes como ser aumento/disminución de potencia, cambio de tarifas, actualización de datos comerciales, etc.
- Llevar el control de los indicadores de Calidad de Servicio Comercial.
- Cálculo de tarifas. Compra de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista
- Atención de reclamos comerciales. edición, Facturación y distribución de factura por la energía consumida por los usuarios.
- Relación con el Ente Regulador.
- Control de pérdidas no técnicas. Conexión de nuevos suministros. Laboratorio de ensayo de medidores.

Dentro de las tareas necesarias para cumplir con los objetivos de esta Gerencia y que se realizan en forma centralizada, son los mismos descriptos para la CRG.

La cantidad de personal necesaria para atender esta estructura comercial es de 25 personas. En la Figura 7.4 se muestra el organigrama definido para la Gerencia Comercial de la empresa modelo.

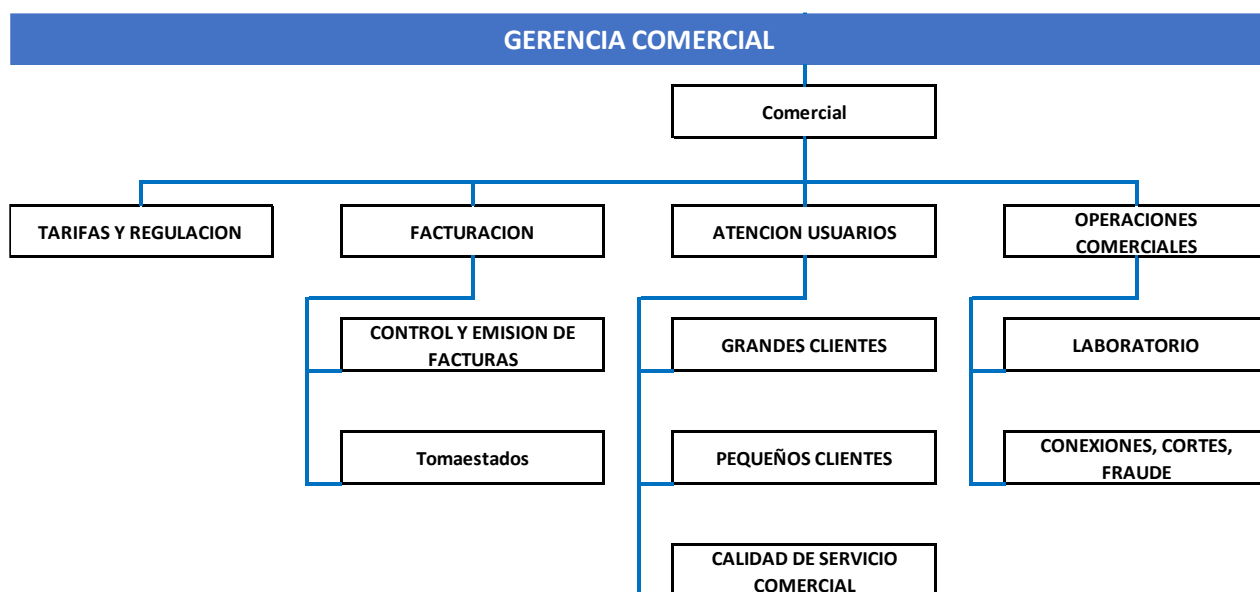



Figura 7.4: Gerencia Comercial de la DPE

 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 207
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

7.2.3. Costos de Explotación de la DPE

1. Prestación de servicios de terceros e insumos

Los servicios de terceros e insumos son los mismos que se definieron para la CRG. Por lo tanto, es válida la Tabla 6.29 para la DPE.

2. Costos de explotación administración: gerencia general, administración y finanzas y recursos humanos

Para la determinación de los Costos de Explotación asociados al sector de Administración (Gerencia General, Departamento de Auditoría Interna y Control de Gestión, Departamento Legales, Gerencia de Administración y Finanzas) se consideró el personal necesario para cumplir las diversas tareas de acuerdo a la estructura definida en la empresa modelo, y los costos de materiales e insumos y Otros servicios, de acuerdo a los valores determinados al mes de julio de 2023.

Dentro de los gastos de Administración se consideran los mismos detallados para la CRG (punto 6.2.3).



En la Tabla 7.12 se muestran agrupados los Costos Totales de Explotación Administración determinados según la empresa modelo del IEE, resultando M\$ 874.059.-

Tabla 7.12: Costos Totales de Explotación Administración para la DPE

COSTOS TOTALES EXPLOTACION ADMINISTRACION IEE				
Modelo (Miles \$/año)	Personal	Materiales e Insumos	Servicios y otros gastos	Total
RED BT	266.239	245	170.545	437.029
RED MT	159.744	147	102.327	262.218
CT MT/BT	106.496	98	68.218	174.812
TOTALES	532.478	490	341.091	874.059

3. Costos de Explotación Técnica

Los costos de explotación técnica están asociados a las tareas necesarias para mantener el sistema eléctrico que opera la distribuidora en funcionamiento, y brindar a los usuarios la continuidad necesaria del abastecimiento cumpliendo con los estándares de Calidad de Servicio y Producto Técnico fijado por el Contrato de Concesión.

 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 208
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

En estas tareas están contempladas aquellas necesarias para la construcción, operación, mantenimiento, reparación, atención de reclamos asociados al del sistema eléctrico de baja, media y alta tensión bajo la responsabilidad de la distribuidora. Parte de estas tareas se realizan en forma centralizada y parte se realizan en los distritos y sucursales, principalmente la atención de reclamos técnicos y operación en terreno del sistema eléctrico.

En función de la estructura definida en la empresa modelo, teniendo en cuenta la distribución geográfica de los clientes, se determinó el personal necesario y su costo, los materiales e insumos necesarios para la explotación técnica, y los servicios externos y otros gastos, resultando los Costos Totales de Explotación Técnica de la empresa modelo definida por el IEE.

La Tabla 7.13 muestran agrupados los Costos Totales de Explotación Técnica determinados según la empresa modelo del IEE, resultando M\$ 1.755.729.-

Tabla 7.13: Costos Totales de Explotación Técnica para la DPE

COSTOS TOTALES EXPLOTACION TECNICA				
IEE Julio 2023				
Modelo (Miles \$/año)	Personal	Materiales e Insumos	Servicios y otros gastos	Total
RED BT	276.586	12.309	262.958	551.853
RED MT	358.170	20.911	401.514	780.595
CT MT/BT	199.675	6.419	217.187	423.281
TOTALES	834.431	39.639	881.659	1.755.729

7.2.4. Costos de Explotación Comercial

Los costos de explotación comercial están asociados básicamente a las tareas necesarias para conexión, lectura, facturación, atención comerciales y respuestas a reclamos comerciales de clientes de la distribuidora. La Tabla 7.14 muestran agrupados los Costos Totales de Explotación Comercial, resultando M\$ 744.481.-

7.2.5. Costos de Totales de Explotación de la Empresa Modelo

Finalmente, se muestra en la Tabla 7.15 los Costos Totales de Explotación de una empresa modelo necesarios para atender el universo de clientes atendidos por la DPE que totalizan, a valores de julio-2023, M\$ 3.374.269.-

Tabla 7.14: Costos Totales de Explotación Comercial para la DPE

COSTOS TOTALES EXPLOTACION COMERCIAL IEE				
[M\$]				
Modelo [Miles \$/año]	Personal	Materiales e Insumos	Servicios y otros gastos	Total
Pequeñas Demandas-Baja Tensión	427.750	59.358	243.555	730.663
Medianas Demandas-Baja Tensión	6.644	922	3.783	11.349
Grandes Demandas-Baja Tensión	1.329	184	757	2.270
Medianas Demandas-Media Tensión	116	16	66	199
TOTALES	435.839	60.481	248.161	744.481

Tabla 7.15: Costos Totales de Explotación para la DPE

COSTOS TOTALES DE EXPLOTACION DPE				
IEE				
Modelo (Miles \$/año)	Personal	Materiales e Insumos	Servicios y otros gastos	Total
Explotación Administración	532.478	490	341.091	874.059
Explotación Técnica	834.431	39.639	881.659	1.755.729
Explotación Comercial	435.839	60.481	248.161	744.481
TOTALES	1.802.749	100.609	1.470.910	3.374.269

7.3. Impuestos y Otros Gastos

Para la DPE se han tenido en cuenta los mismos considerandos (hipótesis) descritos en el Capítulo anterior para la CRG.

7.4. VAD para la DPE

Finalmente, en base a todos los costos detallados, en la Tabla 7.16 se presenta el VAD para el año base a julio-2023 para la DPE.

Luego, en la Tabla 7.17 se presenta el mismo VAD actualizado a noviembre-2023 utilizando los factores ajuste ya mencionados.




 CONICET INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 210
		TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

Tabla 7.16: VAD anualizado a julio-2023 (wacc 12%)

Costos de Capital	(M\$)
Bienes Eléctricos	319.926
Bienes No Eléctricos	539.316
Total Costos de Capital	859.242
Costos de Explotación	(M\$)
Personal	1.802.749
Materiales e Insumos	100.609
Servicios Tercerizados y Otros Gastos	1.470.910
Total Costos de Explotación	3.374.269
Impuestos y Otros Gastos	(M\$)
Incobrables (1,5% de VAD + abastecimiento)	91.032
Sellos, débitos y créditos, tasas (5% de VAD + abast.)	226.854
Costo de Capital de Trabajo	36.868
Ingresos No Regulados (50% según contabilidad reg.)	-51.176
VAD Total (M\$)	4.537.089

Tabla 7.17: VAD anual actualizado a nov-2023 para la DPE

Costos de Capital	(M\$)
Bienes Eléctricos	461.653
Bienes No Eléctricos	778.233
Total Costos de Capital	1.239.886
Costos de Explotación	(M\$)
Personal	2.574.325
Materiales e Insumos	143.670
Servicios Tercerizados y Otros Gastos	2.100.460
Total Costos de Explotación	4.818.456
Impuestos y Otros Gastos	(M\$)
Incobrables (1,5% de VAD + abastecimiento)	120.567
Sellos, débitos y créditos, tasas (5% de VAD + abast.)	325.304
Costo de Capital de Trabajo	53.051
Ingresos No Regulados (50% según contabilidad reg.)	-51.176
VAD Total (M\$)	6.506.089

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 211
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

8. CONCLUSIONES

8.1. Marco Regulatorio

Entre las principales observaciones en este estudio, destacar lo siguiente.

Si bien la DPE ha sido constituida como entidad autárquica, el modelo de gestión estatal al cual adhiere su operación parece afectar su operación en términos de centralización presupuestaria.


En términos factuales y de posibilidad evolutiva, es dable estimar que la opción de profundizar su descentralización autárquica en los aspectos económico-financiero y técnico-burocrático constituye la forma que cuenta con mayor viabilidad real; sin perjuicio de que el escenario político-económico pueda mutar en el corto plazo, abriendo nuevos horizontes en términos de privatización que reserven a la DPE un rol diverso al actual.

Por otra parte, la ausencia de una autoridad descentralizada de regulación de la distribución en todo el territorio provincial (agencia o ente regulador) puede constituirse en una causa de asimetrías de gestión y deficiencias de operación según un esquema adecuado de incentivos.

Se echa en falta un marco regulatorio eléctrico provincial que regule de modo integral la distribución eléctrica en el ámbito de la provincia de Tierra del Fuego AelAS. Las asimetrías regulatorias resultan palmarias y obsoletos los instrumentos normativos mediante los cuales se opera el acuerdo concesional.

Es dable considerar que el esquema normativo analizado requiere: ser insertado en un modelo regulatorio cierto y dinámico, conforme los estándares dispuestos en el artículo 42 de la CN; del dictado de un marco regulatorio provincial que elimine las asimetrías normativas y permita la creación de condiciones de prestación según parámetros de eficiencia económica; explorar alternativas concesionales que permitan la gestión de inversiones de cara a la prestación de un servicio que satisfaga los criterios fundamentales de universalidad, obligatoriedad, continuidad, y sustentabilidad.

Buscar simplificar en un único documento el “Régimen Tarifario” y/o “Régimen de Suministro”. En particular, en el Capítulo 3 se brindan las bases para ello.

 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 212
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

De la revisión y análisis de la documentación vinculada con el control de la calidad de suministro eléctrico (Calidad de Servicio y Calidad de Producto Técnico), tanto para la DPE como para la Cooperativa, la aplicación de la normativa vigente es incompleta e inadecuada para evaluar la calidad del suministro eléctrico que ofrecen las distribuidoras a sus usuarios.

Por otra parte, durante las visitas técnicas a las distribuidoras se pudo comprobar que actualmente no se aplican procedimientos específicos, campañas de medición ni prácticas locales que permitan ponderar o valorar la calidad del suministro que reciben los usuarios. Adicionalmente, los registros disponibles de los reclamos de los clientes en los libros de guardia, actualmente no permiten utilizarlos en el cálculo de índices de calidad de servicio.

Considerando los requerimientos de revisión del marco normativo y su eventual actualización, se requiere la elaboración de una propuesta que contenga los lineamientos y bases necesarias para el diseño de una normativa de control adecuada de calidad de suministro eléctrico. El diseño de la misma deberá ajustarse a las características funcionales y particularidades operativas de las redes de distribución de TDF, las cuales actualmente operan en forma aislada cada una de ellas con su propia generación.

En cuanto minería de criptomonedas, no se ha encontrado normativa específica alguna que reglamente esta actividad. Lo cual también debiera ser normado en adelante. De igual manera, en el Capítulo 3 se brindan las bases para ello.

Es de notar, como se comentó a partir de la visita técnica, de lo observado en general ambas distribuidoras poseen instalaciones eléctricas típicas, con diseños estándares según normativas y el “buen arte”. El sistema de protecciones de tales redes es básico (un poco más completo en la Cooperativa). No tienen base de datos de clientes asociados (vinculados) a las subestaciones MT/BT y por ende asociados a cada alimentador de MT; tampoco tienen un modelo eléctrico de sus redes que les permita simular flujo de potencia.

Finalmente, respecto el cuadro tarifario, sin contar con el detalle de su justificación, se observa que los cargos fijos son iguales para usuarios pequeños que para usuarios de gran consumo, dentro de una misma categoría tarifaria. Asimismo, el límite máximo de 30 KW para un usuario T2 pareciera ser bajo (por los consumos en épocas invernales este límite podría alcanzar a cualquier usuario general). Es lo único que se ha podido

notar dado que al no contar con el modelo de cálculo detallado ni de las fórmulas y sus parámetros característicos utilizados, no se pudo revisar en mayor profundidad.

8.2. Comparativas de VAD

A partir de las actualizaciones tarifarias de ambas distribuidoras aprobadas en mayo-2023, con valores de marzo-2023, en la Tabla 8.1 se presenta una comparativa de la actualización de esos mismos VAD aplicando los factores de ajuste propuestos por el IEE (FA^{CPD} y FA^{CCO}) a julio y noviembre 2023. Esto para poder compararlos con los valores anualizados de VAD obtenidos en este estudio para ambas CRG y DPE.

De esta misma comparativa se puede observar, en primer lugar, que a priori la diferencia de VAD entre ambas distribuidoras (a marzo-2023) era del 171% mayor para la CRG respecto de la DPE. Lo cual llama la atención cómo dos distribuidoras similares en la misma provincia puedan tener tan grande diferencia, a pesar de la ya conocida diferencia de convenios colectivos de trabajo entre una y otra, siendo los sueldos del personal de la CRG bastantes más onerosos que de la DPE. Esta diferencia se acorta al 32% en los cálculos de VAD realizados por el IEE (ver columna julio-2023). Otro aspecto a considerar y continuar analizando tal vez, es la diferencia de VAD entre los valores calculados por el IEE respecto a los propuestos o requeridos por las distribuidoras (ver columna nov-2023); siendo en el caso de la DPE el VAD obtenido por el IEE un 54% mayor que el requerido por la misma DPE y en el caso de la CRG se da una disminución del -25% entre lo calculado por el IEE y lo requerido por la Cooperativa.

Tabla 8.1: Comparativa de VAD para ambas distribuidoras

	mar-2023	jul-2023	nov-2023
DPE VAD Distribuidora	2.204.173	2.951.560	4.228.826
DPE VAD IEE (M\$)		4.537.089	6.506.089
			54%
CRG VAD Distribuidora	5.970.728	8.004.647	11.454.840
GRG VAD IEE (M\$)		5.989.150	8.583.420
	171%	32%	-25%

Otro análisis importante de valorar, pensando en cómo continuar transitando este camino de reordenamiento del sector eléctrico en TDF, es el que se muestra en la Tabla 8.2 donde se presenta una comparativa ante eventuales diferentes reconocimientos de VNR a las distribuidoras respecto de las inversiones realizadas por el estado provincial.

Tabla 8.2: Comparativa de VAD ante eventuales diferentes reconocimientos del %VNR

	Reconocimiento de VNR por Inversiones del Estado				
	0% - 15%	25%	50%	75%	100%
VAD CRG nov-23 (M\$)	8.583.420	8.862.325 (+3%)	9.559.587 (+11%)	10.256.850 (+19%)	10.954.113 (+28%)
VAD DPE nov-23 (M\$)	6.506.089	7.302.952 (+12%)	8.099.816 (+24%)	8.896.679 (+37%)	9.693.543 (+49%)


Como se puede observar, en la primera columna 0%-15% es el VAD obtenido en este estudio a noviembre-2023, luego se varía el reconocimiento porcentual del VNR obteniéndose por ejemplo para el 50% un aumento del VAD para la CRG del +11% y para la DPE del +24%.

De instrumentar alguna medida como esta, se debería acordar una transición entre el Gobierno Provincial y cada distribuidora sobre qué porcentaje de VNR eléctrico utilizar; previendo que conceptualmente el VNR reconoce las instalaciones necesarias para abastecer la demanda por los próximos 5 años y que cada distribuidora debiera ser autosustentable en cuanto a los recursos económicos que se le asignan por tarifa (sin subsidios adicionales del Gobierno); además de que se deben reponer a nuevo las inversiones que alcanzan su vida útil. Esto, a su vez, se debería formalizar legalmente mediante un traspaso de bienes/ inversiones del Estado a cada distribuidora.

8.3. Trabajos Futuros

Sería importante que las distribuidoras puedan dotarse de nuevas herramientas computacionales para apoyar la operación y planificación de sus redes. Como ser, por ejemplo, implementar sistemas informáticos de ingeniería para la gestión y análisis de funcionamiento eléctrico de redes de distribución; que les permita realizar cálculos de flujos de potencia, estudios de cortocircuitos para la coordinación de protecciones, evaluación y/o análisis de la calidad del producto y servicio eléctrico (confiabilidad), entre otros. Es de notar que existen algunos softwares libres, como el OpenDSS utilizado en este estudio, junto con algunas otras herramientas del proyecto OpenREiD(c) (software integral de simulación y optimización de redes eléctricas de distribución), del Instituto de Energía Eléctrica (IEE).

Es de notar también la necesidad de implementar de un régimen para mejorar la calidad del suministro eléctrico en la provincia Tierra del Fuego, en cuatro etapas como



 INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 215
TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final			

se propone en este estudio en el Capítulo 3. Esto iniciando con una etapa de medición de parámetros-niveles actuales de calidad y adecuación de los procesos internos en las distribuidoras y de las correspondientes normativas.

Cabe mencionar que no se han calculado los cargos tarifarios porque no se dispuso del modelo de cálculo detallado ni de las fórmulas y parámetros característicos utilizados; tampoco se pudo realizar una estrategia de pseudo-campaña de medición ni la debida caracterización de la demanda con la poca información disponible para tal fin.

En este sentido, se presentan entre los anexos las bases para realizar en adelante un estudio de caracterización de la demanda, mediante una representativa campaña de medición, para los sistemas de distribución de energía eléctrica de la provincia TDF.

Finalmente, como se aludiera en el Resumen, debido a los plazos contractuales del presente estudio, se deja manifiesto el compromiso del IEE en acompañar-asistir al Gobierno de TDF AelAS en la próxima audiencia pública, presentando el VAD aquí obtenido para cada distribuidora en base a los modelos de eficiencia y supuestos tenidos en cuenta. Se hace notar que esta asistencia sería de manera virtual (a distancia), dentro de los tres meses de culminado este contrato; quedando igual los profesionales del IEE predispuestos a viajar a TDF si así lo requieren, asumiendo el Gobierno de TDF los debidos gastos de viajes y viáticos.

  INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Documento: TDF-CFI-2023-RTI- InformeFinal_v1+.docx	Fecha: 30/12/2023	Página: 216
	TDF CFI RTI 2023-2028 Informe Final		

ANEXOS

Se adjuntan las presentaciones / documentos ut-supra citados sobre:

- Presentación de Inicio de Proyectos: “Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2023-2028” y “Puesta en Valor Centrales Eléctricas”, realizado el 12-abril.
- Seminario sobre “Regulación Tarifaria de la Distribución y Transición Energética Eléctrica”, brindado el 31-mayo en la CRG y el 2-junio en la DPE – Ushuaia.
- Unifilar 33kV de CTU - Ushuaia (09-22)
- Unifilar 13kV de CTU “Celdas Electro Integral” (09-22)
- Unifilar 13kV-2 de CTU “Celdas Lago” (09-22)
- Unifilar del CD1 Torelli - Ushuaia (5-09-22)
- Unifilar del CD2 Vialidad - Ushuaia (09-22)
- Unifilar de la Usina Río Grande (04-23)
- Documento de la Cooperativa: “DATOS DE LAS REDES 2023.docx”
- Presentación sobre “Propuestas Regulatorias-Normativas”, realizada el 18-set-2023 ante la DPE, la CRG y la Secretaría de Energía de TDF.
- Presentación del VAD preliminar para CRG, realizada el día 5-dic-2023.
- Proyección de Demanda para ambas distribuidoras CRG y DPE
- Manual de Costos, base julio-2023
- Propuesta Técnica de Campaña Medición, Estudio de Caracterización de Demanda