



COOPERATIVA DE LUZ Y FUERZA Y
OTROS SERVICIOS PUBLICOS DE
VILLA GENERAL BELGRANO LTDA.

MEMORIA ANUAL

EJERCICIO N.º 83



1º DE JULIO DE 2025 – 30 DE JUNIO DE 2026



ENERGÍA
ELÉCTRICA



INTERNET
FTTH



TV
CABLE



CANAL
"EL SAUCE TV"



Personería Jurídica acordada por Decreto N.º 9139 "B" de fecha 30 de diciembre de 1942.
Inscripta en el Registro de Cooperativas del Ministerio de Agricultura de la Nación con fecha 23 de febrero de 1943,
bajo Matrícula N.º 1025. Inscripta en el Registro Público de Comercio de Córdoba con el N.º 319.



SERVICIO COOPERATIVO,
COMPROMISO
COMUNITARIO



SUSTENTABILIDAD
Y EFICIENCIA



INNOVACIÓN Y
MEJORA CONTINUA

CONVOCATORIA ASAMBLEA GENERAL ORDINARIA

SEÑORES/AS ASOCIADOS/AS

En cumplimiento de las disposiciones legales y estatutarias vigentes, este Consejo de Administración, en su reunión celebrada el día 29 de septiembre de 2026, según consta en Acta N.º 1.629, ha resuelto convocar a **ASAMBLEA GENERAL ORDINARIA** a todos sus asociados, la cual se celebrará el día **24 de octubre de 2026**, a las **14:00 horas**, en el **Salón Parroquial**, ubicado en calle **Vicente Palotti N.º 69**, de la localidad de **Villa General Belgrano**, a efectos de considerar el **83º Ejercicio**, comprendido entre el **1 de julio de 2025** y el **30 de junio de 2026**.

Asimismo, se ha decidido presentar la siguiente Orden del Día a consideración de los señores/as asociados/as.

ORDEN DEL DÍA

1. Designación de 2 (dos) socios para firmar el ACTA de Asamblea juntamente con el Presidente y Secretario.
2. Lectura y consideración de Memoria Anual, Estado de Situación Patrimonial, Estado de Resultados, Estado de Evolución del Patrimonio Neto, Estado de Flujo de Efectivo, Notas y Anexos, Distribución del Excedente e Informe del Síndico y del Auditor Externo del **EJERCICIO N.º 83** cerrado el 30 de junio de 2026.
3. Informe Técnico. Resumen de actividades. Plan de inversiones 2026-2027.
4. Aporte de los asociados para las instituciones sociales de Villa General Belgrano y Villa Ciudad Parque, durante 12 (doce) meses.
5. Facultar al Consejo de Administración para definir tarifas con bonificaciones diferenciales de energía eléctrica sobre el costo del cuadro tarifario vigente y eximición de la Cuota Capital a las instituciones sin fines de lucro de carácter social, benéfico, asistencial, cultural, deportivo y/o de bien público.
6. Tratamiento del monto anual que se destinara para donaciones.
7. Designación de 3 (tres) socios para formar la Junta Escrutadora de Votos.
8. Elección de miembros del Consejo de Administración: 3 (tres) miembros titulares por 3 años, por terminación de mandato, 3 (tres) miembros suplentes por 1 año, por terminación de mandato.
9. Elección de 1 (uno) Síndico Titular y de 1 (uno) Síndico Suplente por 1 año por terminación de mandato.
10. Proclamación de los electos.

Personería Jurídica acordada por Decreto N.º 9139 "B" de fecha 30 de diciembre de 1942. Inscripta en el Registro de Cooperativas del Ministerio de Agricultura de la Nación con fecha 23 de febrero de 1943, bajo Matricula N.º 1025. Inscripta en el Registro Público de Comercio de Córdoba con el N.º 319.

Adherida a la Federación de Cooperativas Eléctricas y Obras y Servicios Públicos Ltda. de la Provincia de Córdoba (FECESCOR) y a la Unión de Cooperativas de la Provincia de Córdoba CALACoop.

Artículo N.º 32: Las Asambleas se realizarán válidamente sea cual fuere el número de asistentes, una hora después de la fijada en la Convocatoria, si antes no se hubiere reunido la mitad más uno de los asociados.

Artículo N.º 33: Sera nula toda decisión sobre materia extraña a las incluidas en el Orden del Día, salvo la elección de los encargados de suscribir el Acta.

**RECORDAR PRESENTARSE A LA ASAMBLEA CON
DOCUMENTO DE IDENTIDAD**

BLOQUE I — IDENTIDAD, RESULTADOS Y ESTRATEGIA INSTITUCIONAL	12
1. PRESENTACION DE LA MEMORIA ANUAL DEL EJERCICIO N.º 83	12
2. PLAN ESTRATÉGICO INSTITUCIONAL.....	13
2.1 Visión y lineamientos estratégicos	14
2.2 Seguimiento del Plan Estratégico – Ejercicio N.º 83.....	14
2.3 Evaluación general y continuidad estratégica	15
3. LA COOPERATIVA EN NÚMEROS	16
3.1 Nuestra Cooperativa en el territorio	16
3.2 Nuestros Indicadores Operativos	16
3.2.1 Usuarios, suministros y consumo	16
3.2.2 Parques de Rebaje, Subestaciones transformadoras y potencia instalada	17
3.2.3 Redes Eléctricas.....	17
3.2.4 Densidad territorial.....	18
3.2.5 Demanda y utilización del sistema	18
3.2.6 Pérdidas y eficiencia energética	18
3.2.7 Medición inteligente y digitalización	19
3.2.8 Calidad del servicio y reclamos	19
3.2.9 Generación distribuida y prosumidores	19
3.2.10 Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo	19
3.2.11 Atención al usuario	19
3.2.12 Gestión técnica y obras	20
3.2.13 Facturación Energía y Bonificaciones.....	20
3.2.14 Telecomunicaciones.....	20
3.2.15 Personal y productividad.....	20
4. PRINCIPALES HITOS DEL EJERCICIO N.º 83	21
4.1 Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo - Generación renovable propia	21
4.2 Modernización, automatización y digitalización de la red eléctrica	22
4.3 Infraestructura eléctrica preparada para acompañar el crecimiento	22
4.4 Eficiencia, mantenimiento y calidad del servicio.....	22
4.5 Gestión centrada en los asociados y usuarios	23
4.6 Reorganización estratégica de los servicios de Telecomunicaciones.....	23
4.7 Transformación de EL SAUCE y salida en vivo del Telediario VGB	24
4.8 Personas, organización, seguridad y ambiente.....	24
4.9 Cooperativismo y compromiso con la comunidad	24
4.10 Un ejercicio que consolida la transformación de la Cooperativa	25
BLOQUE II - ENERGÍA, INFRAESTRUCTURA Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA	26
5. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA	26
5.1 Evolución histórica de la demanda	26
5.2 Demanda registrada durante el Ejercicio N.º 83	28
5.3 La estacionalidad como característica del sistema eléctrico.....	28
5.4 La evolución de la demanda como base de la planificación	29
6. CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	29
6.1 Parques de Rebaje 33/13,2 kV	29
6.2 Subestaciones Transformadoras de MT/BT	31
6.3 Capacidad y planificación del sistema	32
7. EVOLUCIÓN DE LOS SUMINISTROS ELÉCTRICOS.....	32
8. USUARIOS ELECTRODEPENDIENTES	33

9.	BALANCE ENERGÉTICO DEL EJERCICIO N.º 83	34
9.1	Compra de energía eléctrica.....	34
9.2	Venta y facturación de energía eléctrica	35
9.3	Recupero de energía	36
9.4	Pérdidas de energía eléctrica.....	37
9.5	Síntesis del balance energético	37
9.6	Aclaración sobre el indicador informado en el Ejercicio N.º 82	37
9.7	Acciones para la reducción y control de pérdidas	37
10.	MODERNIZACIÓN, DIGITALIZACIÓN Y EVOLUCION HACIA UNA RED ELECTRICA INTELIGENTE ...	38
10.1	Sistema de Medición Inteligente – AMI	38
10.2	Telemedición de Subestaciones Transformadoras	39
10.3	Automatización de la Red de Media Tensión	39
11.	Sistema SCADA y Teleoperación de la Red	42
11.1	Modernización del telecontrol del Parque de Rebaje El Prado	42
11.2	Infraestructura y comunicaciones para la operación.....	42
11.3	Digitalización y georreferenciación de activos	43
12.	ENERGÍAS RENOVABLES Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA	43
12.1	Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo	43
12.1.1	Desarrollo del proyecto.....	43
12.1.2	Etapas 1 y 2 — Primera capacidad de generación renovable propia.....	43
12.1.3	Infraestructura de transformación e integración con la red	44
12.1.4	Proyecto modular y escalable	45
12.1.5	Hecho posterior al cierre — Comisionamiento.....	45
12.2	Generación Distribuida – Usuarios Generadores	46
12.2.1	Integración segura de la generación distribuida.....	46
13.	OBRAS E INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	47
13.1	Remodelación, Repotenciación y Construcción de SET de MT/BT	47
13.1.1	Antecedentes – Ejercicio N.º 82	47
13.1.2	Intervenciones – Ejercicio N.º 83.....	47
13.2	Ampliación y Remodelación de las Redes de Distribución de MT/BT	49
13.3	Obras proyectadas para próximos ejercicios	51
14.	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	52
14.1	Continuidad del suministro eléctrico	52
14.2	Reclamos Técnicos — Atención de la Guardia Operativa.....	53
15.	MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO	55
15.1	Parques de Rebaje y Centros de Transformación	55
15.2	Redes de Media y Baja Tensión	55
15.3	Medición de resistencia de Puesta a Tierra y Termografías	56
15.4	Poda preventiva y control de vegetación próxima a redes eléctricas	57
16.	ALUMBRADO PÚBLICO	57
RESUMEN DE CIERRE: “Un sistema eléctrico preparado para el crecimiento y la transición energética”		
.....		58
BLOQUE III — SOCIOS, USUARIOS Y SERVICIOS		60
17.	GESTIÓN COMERCIAL Y ATENCIÓN A SOCIOS Y USUARIOS	60
17.1	Reorganización y centralización de la Atención al Público.....	60
17.1.1	Volumen, canales y organización de la atención	61
17.1.2	Turnero y Canales de Atención	61
17.1.3	Principales motivos de atención.....	62

17.1.4	Gestión de Caja y medios de pago	62
17.1.5	Gestión de Cobranzas y regularización de deudas	63
17.1.6	Simplificación de trámites y gestiones	63
17.1.7	Una gestión centrada en el asociado	63
18.	TARIFAS, SUBSIDIOS Y BENEFICIOS PARA LOS ASOCIADOS	64
18.1	Adecuación del Cuadro Tarifario a la Estructura Tarifaria Única – ETU	64
18.2	Una estructura adaptada a la estacionalidad de nuestra región	65
18.3	Subsidios Energéticos Focalizados – SEF	65
18.4	Beneficios implementados por la Cooperativa	66
18.5	Reducción progresiva del Aporte de Capital	66
18.6	Bonificaciones sobre el costo de la energía	66
18.7	Reducción de costos financieros	67
18.8	Reprogramación de vencimientos y facilitación de pagos	67
18.9	Una política orientada al asociado	68
19.	TELECOMUNICACIONES — REORGANIZACIÓN, CESIÓN Y CONTINUIDAD DE LOS SERVICIOS	68
19.1	Alcance del Acuerdo de Cesión del Servicio de Internet	69
19.2	Usuarios FTTH y migración de abonados	70
19.3	Migración tecnológica de los usuarios de la red HFC	70
19.4	Reconocimiento asociado al crecimiento de nuevos usuarios	71
19.5	Retiro y recuperación de la infraestructura HFC	71
19.6	Adecuación de la facturación durante la transición	71
19.7	Continuidad y protección de los usuarios	71
19.8	Preservación de la postación eléctrica	71
19.9	Condiciones de utilización según el territorio	72
19.10	Fibra óptica estratégica que permanece en propiedad de la Cooperativa	72
19.11	Fibra óptica al servicio del sistema eléctrico	72
19.12	Valorización de los activos que permanecen	73
19.13	Continuidad y protección de los usuarios	73
19.14	Servicio de Internet de Villa General Belgrano	73
19.15	Situación de las conexiones al cierre del Ejercicio N.º 83	73
19.16	Un nuevo modelo para Telecomunicaciones	74
20.	SERVICIOS DE TV CABLE Y TELEVISION DIGITAL	74
21.	CANAL “EL SAUCE TV”	76
21.1	Transformación del Telediario VGB	76
21.2	Modernización del estudio	77
21.3	Modernización Tecnológica y Capacidad de Producción en Vivo	77
21.4	Coberturas y transmisiones especiales	77
21.5	Programación propia e identidad local	78
21.6	Presencia digital y estrategia multiplataforma	79
21.7	El Sauce TV como medio cooperativo y comunitario	79
	RESUMEN DE CIERRE: “Una Cooperativa más cercana, accesible y conectada con sus asociados” ...	79
	BLOQUE IV — MODERNIZACIÓN Y GESTIÓN DE ACTIVOS	80
22.	GESTIÓN INTEGRAL DE ACTIVOS	80
22.1	Plan Integral de Recambio de la Flota Vehicular	80
22.2	Composición de la flota	81
22.3	Baja, venta y ordenamiento patrimonial de vehículos	81
22.4	Mantenimiento preventivo de vehículos y equipos	82
22.5	GPS y gestión digital de la flota	83
22.6	Tecnología informática e infraestructura digital	83

22.7	Incorporación y renovación de equipamiento informático	83
22.8	Tecnología al servicio de una gestión más integrada	84
22.9	Transformación digital e integración tecnológica de la gestión	84
22.9.1	Digitalización y georreferenciación de la infraestructura	85
22.9.2	Herramientas digitales para la gestión operativa	85
22.9.3	Seguridad informática y continuidad operativa.....	85
22.9.4	Evolución del sitio web y los canales digitales.....	85
22.9.5	Información e indicadores para la toma de decisiones	85
22.9.6	Automatización y digitalización de procesos internos	86
22.10	Integración de los sistemas de gestión.....	86
22.11	Proyecto de modernización del sistema de gestión y facturación	86
22.12	Una estrategia tecnológica transversal.....	87
22.13	Inmuebles y dependencias.....	87
22.14	Gestión de activos durante todo su ciclo de vida	87
23.	GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y DE SOPORTE.....	87
23.1	Administración como soporte transversal	88
23.2	Tesorería y administración financiera	88
23.3	Gestión Contable e información para la toma de decisiones	88
23.4	Compras y abastecimiento estratégico	89
23.4.1	Circuito de adquisición	89
23.4.2	Gestión y diversificación de proveedores	89
23.4.3	Gestión documental y organización del archivo	89
23.5	Hacia una gestión documental digital	90
23.6	Una administración preparada para acompañar el crecimiento.....	90
24.	GESTIÓN DE LA OFICINA TÉCNICA	90
	RESUMEN DE CIERRE: “Gestionar los recursos para sostener la transformación”	92
	BLOQUE V — PERSONAS, SEGURIDAD Y ORGANIZACIÓN.....	93
25.	RECURSOS HUMANOS Y DESARROLLO ORGANIZACIONAL	93
25.1	Composición y evolución de la dotación	93
25.2	Desarrollo y consolidación del personal.....	94
25.3	Jubilaciones y transmisión del conocimiento	95
25.4	Organización y continuidad operativa	95
25.5	Selección e incorporación de personal	95
25.6	Capacitación y desarrollo de competencias.....	95
25.7	Modernización de la gestión de Recursos Humanos	96
25.8	Profesionalización de la liquidación de haberes	96
25.9	Legajo Digital y Autogestión	96
25.10	Modernización del control de asistencia	96
25.11	Credencial institucional	96
25.12	Beneficios y formación académica	97
25.13	Inclusión laboral.....	97
25.14	Encuesta de Clima Operativo y Seguridad Laboral.....	97
25.15	Desarrollo organizacional — próximo paso	98
26.	SEGURIDAD, HIGIENE Y MEDIO AMBIENTE	98
26.1	Consolidación de una gestión preventiva	98
26.2	Elementos de Protección Personal	98
26.3	Seguridad frente al riesgo eléctrico.....	99
26.4	Seguridad en maniobras de izaje	100

26.5	Seguridad en trabajos en altura	100
26.6	Capacitación en seguridad laboral.....	101
26.7	Métodos de Trabajo Seguro	101
26.8	Salud ocupacional y prevención	101
26.9	Evaluación de riesgos laborales	101
26.10	Seguridad edilicia, orden y condiciones de trabajo	102
26.11	Saneamiento de las dependencias	102
26.12	Seguridad en la vía pública	102
26.13	Preparación para emergencias	102
26.14	Gestión ambiental	103
26.14.1	Gestión y disposición de aceites contaminados con PCB	103
26.14.2	Segregación de otros residuos.....	103
26.14.3	Certificado Ambiental Anual	103
26.15	Seguridad y ambiente como cultura de gestión.....	104
RESUMEN DE CIERRE: “Personas preparadas, trabajo seguro y una organización que evoluciona” ...		104
BLOQUE VI — INSTITUCIÓN, COOPERATIVISMO Y COMUNIDAD.....		105
27. RELACIONES INSTITUCIONALES, COOPERATIVISMO Y COMUNIDAD.....		105
27.1	Integración cooperativa	105
27.1.1	FECESCOR.....	106
27.1.2	CALACoop Ltda. – Unión de Cooperativas de la Provincia de Córdoba.....	106
27.1.3	COLSECOR	106
27.1.4	Consejo Regional Calamuchita	107
27.2	Generadora Córdoba S.A. – GECOR.....	108
27.3	Vinculación con gobiernos locales.....	108
27.4	Articulación institucional para proyectos estratégicos	108
27.5	Compromiso con la Comunidad	110
27.6	Programa de Aporte Voluntario Solidario	110
27.7	Donaciones y colaboraciones directas.....	111
27.8	Gestión de cuotas sociales para instituciones	112
27.9	Educación y vinculación con instituciones educativas	112
27.9.1	Pasantías y acercamiento al mundo laboral	112
27.9.2	Orientación para la inserción laboral	112
27.9.3	Educación y conocimiento sobre la energía	112
27.9.4	Vinculación con ITEC.....	113
27.10	Comunicación al servicio de la comunidad	113
27.11	Cooperativismo y comunidad como parte de una misma identidad	113
27.12	Iluminación navideña en la Plaza José Hernández	114
28. ASISTENCIA Y ACOMPAÑAMIENTO INSTITUCIONAL A LA MUTUAL VGB		114
28.1	Acompañamiento a los Servicios Asistenciales y Médico a Domicilio	114
28.2	Transferencia de bienes afectados a los servicios.....	115
28.3	Residencia Albertus Magnus: planificación y desarrollo de su infraestructura	115
29. GOBERNANZA, ASUNTOS LEGALES Y ADMINISTRACIÓN INSTITUCIONAL		115
29.1	Gobierno cooperativo.....	116
29.2	Consejo de Administración y planificación estratégica.....	116
29.3	Articulación entre Consejo de Administración y Gerencia General.....	116
29.4	Información, seguimiento y control de la gestión	116
29.5	Transparencia y rendición de cuentas	117
29.6	Auditoría Externa	117

29.7	Gestión de Asuntos Legales	117
29.7.1	Reclamos judiciales	117
29.8	Carácter ad honorem del Consejo de Administración	118
29.9	Asesoramiento profesional especializado	118
29.10	Consejo de Administración y Sindicatura	119
29.11	Gobernanza para una organización cada vez más compleja	119
RESUMEN DE CIERRE: “Cooperar, participar y construir comunidad”		119
BLOQUE VII — PROYECCIÓN Y CIERRE DEL EJERCICIO		120
30.	PROYECCIÓN INSTITUCIONAL – EJERCICIO N.º 84	120
30.1	Programa 1 — Transición energética y generación renovable	120
30.1.1	Tercera etapa del Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo	120
30.1.2	Generación distribuida — identificación, comunicación y normalización	121
30.2	Programa 2 — Fortalecimiento de la infraestructura eléctrica	122
30.2.1	Subestaciones Transformadoras	122
30.2.2	Expansión y adecuación de redes MT/BT	122
30.2.3	Infraestructura eléctrica regional — Estación Transformadora Los Espinillos	122
30.3	Programa 3 — Smart Grid, automatización y gestión inteligente de la red	122
30.3.1	Continuidad de la medición inteligente — AMI	123
30.3.2	Continuidad de la telemedición de SET	123
30.3.3	Automatización y teleoperación	123
30.3.4	Modernización del telecontrol del Parque de Rebaje El Prado	123
30.3.5	GIS y georreferenciación de la infraestructura	124
30.4	Programa 4 — Transformación digital e integración de la gestión	124
30.4.1	Nuevo sistema integral de gestión y facturación	124
30.4.2	Integración y automatización de procesos	124
30.4.3	Aplicación para Guardia y Redes	124
30.4.4	Ciberseguridad y continuidad operativa	125
30.4.5	Renovación de canales digitales	125
30.4.6	Tableros de control y gestión basada en información	125
30.5	Programa 5 — Eficiencia operativa y gestión de activos	125
30.5.1	Continuidad del programa de reducción de pérdidas	125
30.5.2	Gestión de activos y mantenimiento basado en condición	126
30.5.3	Continuidad del Plan Integral de Recambio de Flota	126
30.6	Programa 6 — Personas, organización, seguridad y ambiente	126
30.6.1	Reorganización de la estructura institucional	126
30.6.2	Capacitación y desarrollo de capacidades	126
30.6.3	Seguridad e Higiene	127
30.6.4	Gestión ambiental	127
30.7	Programa 7 — Asociados, comunidad e integración institucional	127
30.7.1	Atención y relación con los asociados	127
30.7.2	Continuidad de la integración cooperativa y comunitaria	127
31.	AGRADECIMIENTO Y CIERRE INSTITUCIONAL	128
BLOQUE VIII — ANEXOS		129
32.	ANEXO 1 – CUADRO TARIFARIO	130
33.	ANEXO 2 – CUADRO TARIFARIO TELECOMUNICACIONES	144
34.	ANEXO 3 – TASAS DE CONEXIÓN	146

35. ANEXO 4 – GRILLA TV CABLE DIGITAL Y ANALOGICA..... 147

36. ANEXO 5 – GLOSARIO TECNICO Y REFERENCIAS 148





BLOQUE I — IDENTIDAD, RESULTADOS Y ESTRATEGIA INSTITUCIONAL

1. PRESENTACION DE LA MEMORIA ANUAL DEL EJERCICIO N.º 83

SEÑORES/AS ASOCIADOS/AS:

En cumplimiento de las disposiciones legales y estatutarias vigentes, el Consejo de Administración de la Cooperativa de Luz y Fuerza y Otros Servicios Públicos de Villa General Belgrano Ltda. somete a consideración de sus asociados la documentación correspondiente al **Ejercicio N.º 83**, comprendido entre el **1 de julio de 2025** y el **30 de junio de 2026**, integrada por:

- Memoria Anual del Ejercicio.
- Estado de Situación Patrimonial.
- Estado de Resultados.
- Estado de Evolución del Patrimonio Neto.
- Estado de Flujo de Efectivo.
- Notas y Anexos.
- Informe del Síndico.
- Informe del Auditor Externo.

La presente Memoria Anual procura brindar una visión integral, ordenada y transparente de la gestión desarrollada durante el período, exponiendo las principales acciones realizadas, los resultados alcanzados, las inversiones concretadas y los procesos de transformación impulsados por la Cooperativa en sus diferentes ámbitos de actuación.

El **Ejercicio N.º 83** estuvo caracterizado por la continuidad y profundización de un proceso de modernización institucional orientado a fortalecer la infraestructura, incorporar nuevas capacidades tecnológicas y energéticas, mejorar la eficiencia de los servicios y preparar a la organización para acompañar el crecimiento sostenido de su área de prestación.

En materia energética, uno de los principales hitos fue la concreción de las dos primeras etapas del Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo (PSFVC), mediante las cuales la institución comenzó a incorporar generación renovable propia de escala significativa.

Paralelamente, se continuó avanzando en la modernización y digitalización de la red eléctrica mediante medición inteligente, telemedición, automatización, teleoperación, sistemas de supervisión y nuevas herramientas para la gestión de los activos.

El período comprendió asimismo nuevas obras y mejoras sobre la infraestructura eléctrica, acciones destinadas a incrementar la eficiencia energética y controlar las pérdidas, modernizar activos y equipamientos, fortalecer las capacidades técnicas y operativas de la organización y profundizar las políticas de mantenimiento, seguridad, prevención y gestión ambiental.

Otro de los procesos estratégicos más significativos del **Ejercicio N.º 83** fue la reorganización de las actividades vinculadas con Telecomunicaciones, a partir de la cesión del servicio de Internet de Villa Ciudad Parque. La decisión permitió redefinir progresivamente el modelo de participación de la Cooperativa en este sector, procurando garantizar una transición ordenada para los usuarios, preservar infraestructura considerada estratégica, optimizar el aprovechamiento de los activos y concentrar capacidades técnicas, económicas y operativas en las actividades centrales para el desarrollo futuro de la institución, particularmente aquellas vinculadas con la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica.

Durante el ejercicio también se avanzó en la reorganización del modelo de atención a socios y usuarios, en la adecuación de procesos comerciales y tarifarios y en la implementación de distintas medidas destinadas a acompañar a la comunidad frente a los cambios regulatorios y económicos.

La transformación institucional alcanzó asimismo a las personas y a los procesos internos. Se desarrollaron acciones de capacitación y profesionalización, modernización administrativa, gestión de activos, incorporación de herramientas tecnológicas, fortalecimiento de la Seguridad e Higiene laboral y mejora de los procedimientos de gestión ambiental.

A ello se sumaron acciones orientadas a fortalecer el vínculo institucional y comunitario de la Cooperativa, manteniendo una participación activa junto a instituciones educativas, sociales, deportivas y culturales, gobiernos locales, organizaciones del movimiento cooperativo y distintos actores de la región.

Todos estos avances forman parte de una visión de largo plazo. La transformación de la Cooperativa no se concibe como la suma de proyectos independientes, sino como un proceso en el cual infraestructura, tecnología, energía, eficiencia, organización, personas y comunidad deben evolucionar de manera coordinada.

La presente Memoria refleja, en consecuencia, tanto los resultados del **Ejercicio N.º 83** como las bases construidas para continuar desarrollando una Cooperativa sólida, eficiente, moderna, sustentable y cercana a sus asociados, capaz de administrar responsablemente sus recursos, anticipar nuevas necesidades y acompañar el desarrollo futuro de Villa General Belgrano, Villa Ciudad Parque y la región.



Una Cooperativa que se transforma para continuar acompañando el crecimiento de su comunidad

2. PLAN ESTRATÉGICO INSTITUCIONAL

Durante el **Ejercicio N.º 83**, el Consejo de Administración dio continuidad al proceso de transformación institucional iniciado en el ejercicio anterior, reafirmando los lineamientos estratégicos establecidos para orientar el crecimiento y el desarrollo sostenible de la Cooperativa.

La evolución del sector energético, los cambios regulatorios, la reducción progresiva de los subsidios, el crecimiento de la demanda, el incremento de los costos operativos, las transformaciones tecnológicas y las nuevas necesidades de la comunidad configuran un escenario que requiere planificación de largo plazo, capacidad de adaptación y una administración responsable de los recursos institucionales.

Frente a este contexto, la Cooperativa continuó consolidando un modelo de gestión profesional, transparente, eficiente y orientado a resultados, procurando compatibilizar la sostenibilidad económica de la institución con la calidad de los servicios, las necesidades de sus asociados y usuarios y el desarrollo de la comunidad.



El **Plan Estratégico Institucional** constituye el marco que permite integrar estas acciones bajo una visión común, establecer prioridades y orientar las decisiones relacionadas con infraestructura, energía, tecnología, organización, personas, seguridad, ambiente, eficiencia y servicios.

"Planificar permite transformar las necesidades futuras en decisiones presentes"

2.1 Visión y lineamientos estratégicos

La planificación institucional se sustenta en una visión de largo plazo orientada a consolidar una Cooperativa sólida, moderna, eficiente, sustentable y cercana a sus asociados, con capacidad para acompañar el crecimiento de su área de prestación, incorporar nuevas tecnologías y responder a los desafíos presentes y futuros de los servicios públicos.

En este marco, se mantienen como principales lineamientos estratégicos:



Planificación de largo plazo

Anticipar las necesidades de infraestructura, servicios y recursos derivadas del crecimiento de la demanda y del desarrollo de la región.



Fortalecimiento de la infraestructura energética

Incrementar progresivamente la capacidad, confiabilidad, flexibilidad y resiliencia del sistema eléctrico.



Transición energética y sustentabilidad

Promover la incorporación de generación renovable propia y distribuida y avanzar progresivamente hacia una matriz energética más diversificada.



Modernización tecnológica y transformación digital

Incorporar medición inteligente, automatización, telemedición, teleoperación, comunicaciones, sistemas de supervisión y nuevas herramientas digitales aplicadas a la operación y a la gestión.



Eficiencia operativa y gestión de activos

Optimizar recursos, reducir pérdidas, mejorar procesos, fortalecer el mantenimiento y prolongar la vida útil de la infraestructura.



Sostenibilidad económica y financiera

Preservar los recursos necesarios para operar, mantener, modernizar y ampliar los servicios, procurando compatibilizar capacidad de inversión y sustentabilidad institucional.



Profesionalización y desarrollo organizacional

Fortalecer las capacidades de los equipos de trabajo mediante capacitación, incorporación de conocimientos, desarrollo profesional y mejora continua.



Seguridad de las personas y de las instalaciones

Consolidar políticas preventivas, procedimientos de trabajo seguro y herramientas destinadas a reducir riesgos.



Protección del ambiente

Incorporar criterios de sustentabilidad y adecuada gestión ambiental dentro de las distintas actividades desarrolladas por la Cooperativa.



Gestión centrada en los asociados y la comunidad

Procurar servicios de calidad, mecanismos de atención eficientes, comunicación transparente y acciones que contribuyan al desarrollo sostenible de la comunidad.

2.2 Seguimiento del Plan Estratégico – Ejercicio N.º 83

Los lineamientos estratégicos se materializan a través de proyectos, inversiones, procesos y acciones organizada para la Gerencia y desarrollados por las diferentes áreas de la Cooperativa, en el marco de las políticas, objetivos y prioridades definidas por el Consejo de Administración.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, el seguimiento de estas iniciativas permitió evaluar avances, coordinar recursos y consolidar un modelo de gestión basado en la planificación, ejecución, medición de resultados y mejora continua.

Síntesis de avances:

Eje estratégico	Avances durante el Ejercicio N.º 83
 Infraestructura energética	Ampliación, renovación y fortalecimiento de la infraestructura eléctrica propia y continuidad de las gestiones vinculadas con proyectos regionales estratégicos.

Eje estratégico	Avances durante el Ejercicio N.º 83
 Transición energética	Construcción de las dos primeras etapas del PSFVC e incorporación de generación renovable propia.
 Smart Grid & Transformación digital	Expansión de medición inteligente, telemedición, reconectores, SCADA, teleoperación, comunicaciones y digitalización de activos.
 Redes de Distribución	Nuevas obras, ampliaciones, remodelaciones y repotenciaciones sobre redes MT/BT y Subestaciones Transformadoras.
 Eficiencia	Profundización de las acciones de medición, control, balances energéticos, recupero y reducción de pérdidas.
 Gestión centrada en asociados y usuarios	Reorganización de la Atención al Público, implementación de beneficios y adecuación de procesos comerciales y tarifarios.
 Organización y Activos	Modernización de flota, tecnología, procesos administrativos y gestión patrimonial.
 Personas, Seguridad y Ambiente	Capacitación, incorporación de capacidades, Métodos de Trabajo Seguro, prevención y fortalecimiento de la gestión ambiental.
 Cooperativismo y Comunidad	Participación institucional, articulación regional, acciones educativas, sociales y comunitarias.

2.3 Evaluación general y continuidad estratégica

Los resultados alcanzados durante el **Ejercicio N.º 83** evidencian avances en las principales dimensiones definidas por el **Plan Estratégico Institucional**: infraestructura, transición energética, modernización tecnológica, eficiencia operativa, servicios, organización, personas, seguridad, ambiente y vinculación con la comunidad.

Estos resultados no constituyen acciones aisladas, sino que forman parte de un proceso de transformación plurianual, cuya continuidad resulta necesaria frente al crecimiento de la demanda, la evolución tecnológica, los cambios regulatorios y las nuevas necesidades de la comunidad.

El desafío de los próximos ejercicios será profundizar esta estrategia, integrar progresivamente las capacidades incorporadas y procurar que cada inversión, innovación o mejora de gestión se traduzca en mayor eficiencia, mejores servicios y valor para los asociados y la comunidad.

"La estrategia brinda continuidad a las decisiones de hoy y permite preparar la Cooperativa que será necesaria mañana"

3. LA COOPERATIVA EN NÚMEROS

3.1 Nuestra Cooperativa en el territorio



3.2 Nuestros Indicadores Operativos

3.2.1 Usuarios, suministros y consumo

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
1	Suministros	Cantidad total	9.632
2	Crecimiento de suministros	$(\text{Suministros Ej.83} / \text{Suministros Ej.82} - 1) \times 100$	2,88 %
3	Energía facturada total (kWh facturados)	Σ kWh facturados mensual	36.284.972 kWh
4	Energía comprada total (kWh comprados)	Σ kWh comprados mensual	40.632.614 kWh
5	Consumo anual por suministro	kWh facturados / Suministros	3.767 kWh/año
6	Consumo mensual medio por suministro	kWh facturados / Suministros / 12	314 kWh/mes
7	Energía comprada por suministro	kWh comprados / Suministros	4.218 kWh/año
8	Participación Categoría Residencial	kWh Residencial / kWh facturados $\times 100$	$\approx 43,7$ %
9	Participación Categoría Comercial	kWh Comercial / kWh facturados $\times 100$	$\approx 45,78$ %
10	Residencial Estacional	% respecto cantidad Residenciales	≈ 46
11	Comercial Residencial	% respecto cantidad Comerciales	≈ 65
12	Consumo medio Residencial	kWh Residencial / Total usuarios Residencial	≈ 1.957 kWh/año
13	Consumo medio Comercial	kWh Comercial / Total usuarios Comercial	≈ 13.041 kWh/año
14	Consumo por habitante	kWh facturados / habitantes	2.519 kWh/año
15	Demanda de Potencia contratada Usuarios	Σ kW demanda contratada por usuario	54.078 kW
16	Factor de simultaneidad	kVA SET / Demanda Potencia contratada Usuarios	0,413
17	Suministros por 1.000 habitantes	Suministros / habitantes $\times 1.000$	≈ 67
18	Usuarios Electrodependientes	Cantidad total	12
19	Usuarios Residenciales RESEF (con subsidio)	Usuarios RESEF / Suministros $\times 100$	35,46 %

3.2.2 Parques de Rebaje, Subestaciones transformadoras y potencia instalada

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
20	Parques de Rebaje 33/13,2 kV	Cantidad total	3
21	Transformadores de Potencia 33/13,2 kV	Cantidad total	6
22	Potencia instalada 33/13,2 kV	Σ kVA transformadores	13.800 kVA
23	Transformadores 33/13,2 kV de Reserva	Cantidad y Potencia	4 Transf. – 4.800 kVA
24	SET MT/BT (Subestación Transformadora)	Cantidad total	212
25	Potencia instalada SET MT/BT (kVA SET)	Σ kVA transformadores	22.344 kVA
26	SET MT/BT Urbana	Cantidad y Σ kVA transformadores	152 SET – 20.195 kVA
27	SET MT/BT Rural	Cantidad y Σ kVA transformadores	60 SET – 2.149 KVA
28	SET Monoposte Madera	Cantidad y Σ kVA transformadores	33 SET – 723 kVA
29	SET Biposte Madera	Cantidad y Σ kVA transformadores	3 SET – 201 kVA
30	SET Monoposte H°A°	Cantidad y Σ kVA transformadores	72 SET – 5.247 kVA
31	SET Biposte H°A°	Cantidad y Σ kVA transformadores	95 SET – 13.303 kVA
32	SET Cámaras a nivel	Cantidad y Σ kVA transformadores	9 – 2.870 kVA
33	Transformadores MT/BT Reserva (stock)	Cantidad y Σ kVA transformadores	77 – 6.693 kVA
34	Suministros (usuarios) por SET MT/BT	Suministros / SET MT/BT	≈ 45
35	SET MT/BT por cada 1.000 usuarios	SET MT/BT / usuarios $\times$ 1.000	22
36	Potencia media por SET MT/BT	kVA SET / SET MT/BT	105,4 kVA/SET
37	Potencia instalada por usuario	kVA SET / usuarios	2,32 kVA/usuario
38	Potencia instalada cada 1.000 usuarios	kVA SET / usuarios $\times$ 1.000	≈ 2.320 kVA
39	Energía facturada por kVA instalado	kWh facturados / kVA SET	1.623,9 kWh/kVA-año
40	Energía comprada por kVA instalado	kWh comprados / kVA SET	1.818,5 kWh/kVA-año
41	Energía facturada por SET MT/BT	kWh facturados / SET MT/BT	171,15 kWh/SET- año
42	Energía comprada por SET MT/BT	kWh comprados / SET MT/BT	191.663 kWh/SET-año
43	Demanda máxima / Potencia instalada	kW máxima / kVA SET instalados $\times$ 100	40,60 %
44	Potencia de SET MT/BT por km de red	kVA SET / km red	45,17 kVA/km

3.2.3 Redes Eléctricas

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
45	Longitud total de red (km red)	km MT + km BT	494,682 km
46	Longitud total MT (km MT)	km MT aérea + km MT subterránea	134,965 km
47	Longitud total BT (km BT)	km BT aérea + km BT subterránea	359,717 km
48	Usuarios por km de red total	Usuarios / km red	19,47
49	Km de red cada 1.000 usuarios	km red / usuarios $\times$ 1.000	51,35 km
50	Usuarios por km total de MT	Usuarios / km MT	71,36
51	Usuarios por km total de BT	Usuarios / km BT	26,77
52	Km MT cada 1.000 usuarios	km MT / usuarios $\times$ 1.000	14,01 km
53	Km BT cada 1.000 usuarios	km BT / usuarios $\times$ 1.000	37,34 km
54	Km BT por SET MT/BT	km BT / SET MT/BT	1,696 km/SET
55	Km totales por SET MT/BT	km red / SET MT/BT	2,33 km/SET
56	SET MT/BT cada 100 km de BT	SET MT/BT / km BT $\times$ 100	58,93

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
57	Relación BT / MT	km BT / km MT	2,66
58	% MT subterránea	km MT subterránea / km MT	1,79 %
59	% BT subterránea	km BT subterránea / km BT	9,01 %
60	% red total subterránea	km MT subterránea + km BT subterránea / km red	10,79 %
61	% red aérea	km MT aérea + km BT aérea / km red	89,21 %

3.2.4 Densidad territorial

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
62	Usuarios por km² de concesión	Usuarios / área de concesión	≈ 49,4
63	Km de red por km²	km red / área de concesión	2,53
64	SET MT/BT por km²	SET MT/BT / área de concesión	1,08 SET/km²
65	kVA instalados por km²	kVA SET / área de concesión	108,83 KVA/km²
66	Energía facturada por km²	kWh facturados / área de concesión	186.076 kWh/km²
67	Demanda máxima por km²	kW máxima / área de concesión	46,52 kW/km2

3.2.5 Demanda y utilización del sistema

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
68	Demanda de Punta Autorizada (DPA)	Valor autorizado EPEC	8.827 kW
69	Demanda Fuera de Punta EPEC	Valor autorizado EPEC	8.678 kW
70	Demanda máxima anual	Máximo registrado	9.072 kW
71	Demanda máxima por usuario	kW máxima / usuarios	0,942 kW/usuario
72	Demanda máxima por km de red	kW máxima / km red	18,34 kW/km
73	Demanda máxima por SET MT/BT	kW máxima / SET MT/BT	42,8 kW/SET
74	Factor de carga global	kWh comprados / (Demanda máxima × 8.760)	≈ 51,1 %
75	Factor de carga sobre energía facturada	kWh facturados / (Demanda máxima × 8.760)	≈ 45,65 %
76	Variación de demanda máxima	(Demanda Máx. Ej.83 / Demanda Máx. Ej.82 - 1) × 100	-10,44 %
77	Relación punta verano/invierno	Demanda Máxima Verano / Invierno	≈ 98,2 %

3.2.6 Pérdidas y eficiencia energética

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
78	Índice de pérdidas	kWh comprados - (kWh facturados + kWh recuperados) / kWh comprados × 100	10,41 %
79	Variación interanual de pérdidas	Índice pérdidas Ej. 83 - Índice pérdidas Ej. 82	-1,9 p.p.
80	Mejora relativa de pérdidas	(Índice pérdidas Ej. 82 - Índice pérdidas Ej. 83) / Índice pérdidas Ej. 82	≈ 15,43 %
81	Energía no facturada por usuario	kWh comprados - (kWh facturados + kWh recuperados) / usuarios	≈ 439 kWh/usuario
82	Índice de energía facturada	kWh facturados / kWh comprados × 100	≈ 89,3 %
83	Consumos propios / compra	kWh facturados Dependencias / kWh comprados × 100	0,986 %
84	Energía recuperada	kWh recuperados	117.787 kWh
85	Energía recuperada / facturada	kWh recuperados / kWh facturados × 100	0,32 %

3.2.7 Medición inteligente y digitalización

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
86	Medidores inteligentes instalados (AMI)	AMI total	5.740
87	Penetración de medición inteligente	AMI total / Suministros $\times$ 100	59,6 %
88	Crecimiento de medidores inteligentes	AMI Ej.83 – AMI Ej.82	+ 1.375
89	Incremento porcentual anual	AMI Ej.83 – AMI Ej.82 / AMI Ej.82 $\times$ 100	$\approx$ 31,5 %
90	Medidores convencionales pendientes	Suministros – AMI total	3.892
91	SET MT/BT con telemedición	SET telemedidas total	35
92	% SET con telemedición	SET telemedidas total / SET MT/BT	16,5 %
93	Reconectores (RC) instalados	Σ RC instalados	15
94	% Reconectores teleoperados	RC teleoperados / Σ RC instalados $\times$ 100	40 %
95	Alimentadores integrados a SCADA	Cantidad alimentadores / total alimentadores	100 %

3.2.8 Calidad del servicio y reclamos

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
96	Reclamos técnicos totales	Σ Reclamos	1.553
97	Reclamos cada 1.000 usuarios	Σ Reclamos / usuarios $\times$ 1.000	161,2
98	Reclamos por km de red	Σ Reclamos / km red	3,13 reclamos/km
99	Reclamos promedio x día	Σ Reclamos / 365 días	4,25
100	Duración Cortes x eventos forzados	Minutos interrupción	700 min (11:40 hs.)
101	Duración Cortes x eventos programados	Minutos interrupción	2.460 min (41:00 hs.)

3.2.9 Generación distribuida y prosumidores

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
102	Usuarios generadores	Σ Usuarios GD	35 UG
103	Prosumidores	Σ Usuarios prosumidores	28 UP
104	Prosumidores / suministros	Prosumidores / usuarios $\times$ 100	0,29 %
105	Potencia de generación distribuida	Σ potencia Usuarios GD	781,5 kW
106	Potencia media por prosumidor	kW / Prosumidores	27,91 kW
107	Energía inyectada prosumidores	Σ kWh inyectados	289.862 kWh
108	Inyección energía / energía facturada	Σ kWh inyectados / kWh facturados $\times$ 100	0,798 %
109	Potencia Usuarios GD / Demanda máxima	kW Usuarios GD / Demanda máxima $\times$ 100	8,61 %

3.2.10 Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
110	Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo	Potencia de acople	660 kW
111	Paneles Fotovoltaicos 615W instalados	Σ Paneles instalados Etapa 1 y 2	1.248
112	Potencia disponible de generación	Paneles FV instalados $\times$ potencia panel FV	767,52 kW

3.2.11 Atención al usuario

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
113	Atenciones anuales en Oficina Comercial	Σ Atenciones anuales	27.276

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
114	Atenciones por suministro	Atenciones anuales / usuarios	2,83
115	Atenciones cada 1.000 usuarios	Atenciones anuales / usuarios $\times$ 1.000	2.831
116	Variación anual de atenciones	Atenciones Ej. 83 / Atenciones Ej. 82 -1	-2,1 % $\approx$.
117	Atenciones en Box Atención al Público	Σ Atenciones en Box Atención al Público	6.507
118	Atenciones en Box de Cajas	Σ Atenciones en Box Cajas	20.769

3.2.12 Gestión técnica y obras

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
119	Presupuestos técnicos por 1.000 usuarios	Presupuestos / usuarios $\times$ 1.000	42,05
120	Factibilidades por 1.000 usuarios	Factibilidades / usuarios $\times$ 1.000	47,86
121	Inversión por usuario	Inversión / suministros	\$ 386.002,56
122	Inversión por km de red	Inversión / km red	\$ 7.505.892,36
123	Km de red incorporados	km red nuevos / año	4,102 km
124	Km de red incorporada / existente	Km red nuevos / km red $\times$ 100	0,82 %
125	SET MT/BT incorporadas	Cantidad	8
126	kVA incorporados	kVA nuevos	795 kVA
127	Potencia incorporada / existente	kVA nuevos / kVA SET $\times$ 100	3,55 %

3.2.13 Facturación Energía y Bonificaciones

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
128	Facturas emitidas en todo concepto	Σ facturas emitidas	23.432
129	Energía Total bonificada Ej. 83	Costo kWh no facturado Ej. 83	\$ 443.098.702
130	Energía total afectada a bonificación	Σ kWh Usuarios que percibieron bonificación	12.816.830 kWh
131	Energía afectada a bonificación sobre Energía facturada	kWh bonificada / kWh facturados	35,32 %
132	Bonificación Total Energía Compra de Energía	\$ Bonificación Total / \$ Energía Compra	11,08 %

3.2.14 Telecomunicaciones

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
133	Abonados TV Cable	Σ abonados TV Cable	2.539
134	Abonados Internet en Villa Gral. Belgrano	Σ abonados Internet VGB	107
135	Abonados migrados a ITC por FTTH en Villa Ciudad Parque	Σ abonados Internet FTTH VCP	162
136	Abonados migrados a ITC de HFC	Σ abonados migrados HFC VCP al 31/08/2026	435

3.2.15 Personal y productividad

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
137	Usuarios por empleado	Usuarios / Personal	128
138	Energía facturada por empleado	kWh facturados / Personal	483.799 kWh
139	Km de red por empleado operativo	km red / Personal Operativo	6,59 km
140	SET MT/BT por empleado operativo	SET MT/BT / Personal Operativo	4,15
141	Reclamos por empleado operativo	Reclamos / Personal Operativo	30,45

N.º	Indicador	Fórmula	Ej. 83
142	Personal operativo / total	Personal Operativo / Total Personal × 100	68 %
143	Personal administrativo / total	Personal Administrativo / Total Personal × 100	32 %

4. PRINCIPALES HITOS DEL EJERCICIO N.º 83

El **Ejercicio N.º 83** estuvo marcado por la concreción de proyectos, inversiones, decisiones y resultados que permitieron profundizar el proceso de transformación de la Cooperativa, fortalecer su infraestructura, incorporar nuevas capacidades y mejorar distintos aspectos de la gestión y de los servicios.

Los avances alcanzados responden a los lineamientos definidos dentro del **Plan Estratégico Institucional** y forman parte de una visión de largo plazo orientada a anticipar necesidades, acompañar el crecimiento de la demanda y de la comunidad y fortalecer la capacidad de la institución para brindar servicios públicos seguros, eficientes, confiables y sustentables.

A continuación, se presentan, a modo de síntesis ejecutiva, algunos de los principales hitos alcanzados durante el período. Por su importancia, alcance o contenido técnico e institucional, varios de ellos son desarrollados con mayor profundidad en los capítulos específicos de la presente Memoria Anual.

4.1 Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo - Generación renovable propia



La concreción de las dos primeras etapas del **Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo —PSFVC—** constituye uno de los acontecimientos de mayor relevancia estratégica del **Ejercicio N.º 83** y marca el inicio de una nueva etapa en la historia energética de la Cooperativa.

Durante el período se ejecutaron **660 kW de potencia de acople** y **767,52 kWp de potencia fotovoltaica instalada**, mediante **1.248 módulos solares bifaciales de 615 Wp**, **2 (dos) inversores de 330 kW**, la infraestructura necesaria para su transformación (**Subestación Transformadora Inteligente 0,8/13,2kV de 3.300 kVA**) y su vinculación con la red de distribución de 13,2 kV. Una inversión de **\$ 1.193.201.766** aproximadamente.

El proyecto fue concebido desde su origen bajo un criterio modular y escalable, con infraestructura preparada para incorporar progresivamente nuevas etapas de generación.

Antes del cierre del ejercicio, el Consejo de Administración resolvió avanzar con una tercera etapa de **330 kW**, que permitirá alcanzar una **potencia de acople de 990 kW**, confirmando la continuidad del programa de generación renovable propia.



Este proyecto permite incorporar generación renovable propia, diversificar progresivamente las fuentes de abastecimiento y desarrollar nuevas capacidades energéticas dentro de la Cooperativa.

El PSFVC cuenta con el correspondiente certificado emitido por la Subsecretaría de Energía Eléctrica bajo el número de registro de Usuario – Generador RL-2026-95099090-APN-SSEE#MEC, categoría Usuario-Generador mayor (UGma), del Registro Nacional de Usuarios-Generadores (RENUGER).

4.2 Modernización, automatización y digitalización de la red eléctrica

Durante el **Ejercicio N.º 83** se profundizó el proceso de modernización tecnológica del sistema eléctrico, avanzando progresivamente hacia un modelo de **Red Eléctrica Inteligente — Smart Grid —**.

Este proceso comprende la integración de diferentes tecnologías destinadas a incrementar la capacidad de medición, supervisión, protección, automatización, comunicación y operación remota de las instalaciones.



Entre las principales acciones se encuentran la expansión de la medición inteligente, la incorporación de nuevas Subestaciones Transformadoras MT/BT teledirigidas, la ampliación del parque de reconfiguradores automáticos, la integración de instalaciones al sistema SCADA OASyS, el avance de la teleoperación y el desarrollo progresivo de herramientas de digitalización y georreferenciación de activos.

La integración de estas tecnologías permite disponer de mayor información sobre el comportamiento de la red, mejorar la capacidad de respuesta frente a fallas y contingencias y generar nuevas herramientas para la operación, mantenimiento y planificación del sistema.

4.3 Infraestructura eléctrica preparada para acompañar el crecimiento

El crecimiento sostenido de la demanda eléctrica, acompañado por la expansión urbana y turística de la región, requiere mantener una política permanente de inversión y planificación sobre el sistema de distribución.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se desarrollaron obras sobre redes de Media y Baja Tensión, Subestaciones Transformadoras, alimentadores y equipamiento de protección y maniobra, orientadas a incrementar capacidad, mejorar las condiciones de operación y seguridad y acompañar las nuevas necesidades de suministro por un monto total aproximado de **\$ 2.524.774.900**.



Estas acciones se complementaron con la participación institucional de la Cooperativa en las gestiones vinculadas con la futura Estación Transformadora Los Espinillos 132/33/13,2 kV, perteneciente a EPEC y considerada estratégica para fortalecer el abastecimiento eléctrico regional.

Planificar e invertir anticipadamente permite acompañar el crecimiento de la demanda y evitar que las ampliaciones respondan únicamente a situaciones de saturación o emergencia.

4.4 Eficiencia, mantenimiento y calidad del servicio

Durante el **Ejercicio N.º 83** se profundizaron las acciones orientadas a mejorar la eficiencia del sistema eléctrico y fortalecer la calidad operativa del servicio.

Los trabajos comprendieron balances energéticos, expansión de la medición inteligente y telemedición, controles sobre suministros, recupero de energía, mantenimiento preventivo y predictivo, renovación de infraestructura, estudios termográficos, mediciones de puesta a tierra y automatización de distintos componentes de la red.



Uno de los indicadores operativos más relevantes del período fue la reducción de las **pérdidas de energía del sistema eléctrico**. El índice disminuyó del 12,31 % en el Ejercicio N.º 82 al **10,41 %** en el **Ejercicio N.º 83**, representando una mejora de **1,9 puntos porcentuales** y una reducción relativa cercana al **15,43 %** respecto del período anterior.



Paralelamente, se produjo una reducción significativa en la **cantidad de reclamos** e intervenciones técnicas, que pasaron de 2.281 casos en el Ejercicio N.º 82 a **1.553** durante el **Ejercicio N.º 83**, representando una disminución del **31,9 %**.



También se redujo la duración acumulada de las interrupciones no programadas consideradas en el seguimiento operativo en un casi 5% (35 minutos) respecto Ejercicio N.º 82, mientras que las interrupciones programadas aumentaron un 127% (1380 minutos) como consecuencia de una mayor intervención planificada sobre la infraestructura.

Una red mejor mantenida, modernizada y monitoreada permite utilizar con mayor eficiencia la energía y los recursos y mejorar progresivamente la continuidad y confiabilidad del servicio.

4.5 Gestión centrada en los asociados y usuarios



Durante el **Ejercicio N.º 83** se desarrollaron cambios importantes en los procesos comerciales y de atención, procurando simplificar las gestiones y brindar respuestas más integrales desde un único punto de contacto.

Las consultas administrativas, comerciales y técnicas fueron centralizadas progresivamente en el sector de Atención al Público, proceso que requirió ampliar las capacidades y conocimientos del personal para resolver una mayor diversidad de situaciones.

Paralelamente, se continuó promoviendo la utilización del sistema de turnos web, mediante el cual los usuarios pueden seleccionar previamente el día y horario de atención, evitando tiempos innecesarios de espera en el salón comercial.



En materia tarifaria y comercial, el ejercicio comprendió la adecuación de la estructura tarifaria de la Cooperativa al marco regulatorio provincial.



Se implementaron distintas medidas propias destinadas a acompañar a socios y usuarios, entre ellas bonificaciones sobre el consumo de energía, reducción de la Tasa de Aporte de Capital, beneficios para determinados Grandes Consumidores, reducción de costos financieros y facilidades vinculadas con vencimientos y planes de pago.

La modernización institucional también debe traducirse en una relación más simple, accesible y eficiente con los asociados y usuarios.

4.6 Reorganización estratégica de los servicios de Telecomunicaciones

Otro de los procesos institucionales de mayor relevancia durante el **Ejercicio N.º 83** fue la reorganización de las actividades vinculadas con Telecomunicaciones, a partir de la cesión del servicio de Internet de Villa Ciudad Parque.



La decisión permitió redefinir progresivamente el modelo de participación de la Cooperativa en este sector, procurando garantizar la continuidad de los servicios durante la transición, preservar infraestructura y activos considerados estratégicos y concentrar capacidades técnicas, económicas y operativas en las actividades centrales para el futuro de la institución.

La reorganización fue concebida bajo un criterio de optimización y valorización del patrimonio cooperativo, manteniendo bajo propiedad de la Cooperativa aquellos recursos e infraestructuras considerados necesarios para sus actividades actuales y futuras.

El alcance de la cesión, el proceso de migración de usuarios y la infraestructura comprendida y preservada se desarrollan específicamente en el capítulo correspondiente a Telecomunicaciones.

Esta reorganización permite redefinir la participación de la Cooperativa en Telecomunicaciones y concentrar progresivamente recursos en las actividades consideradas estratégicas, sin resignar infraestructura de utilidad futura.

4.7 Transformación de EL SAUCE y salida en vivo del Telediario VGB

Durante el **Ejercicio N.º 83**, EL SAUCE TV continuó fortaleciendo su rol como medio de comunicación institucional y comunitario de la Cooperativa.



El principal hito fue la transformación del **Telediario VGB**, que a partir del **8 de septiembre de 2025** dejó su modalidad de producción grabada para comenzar a emitirse en vivo, de lunes a viernes a las **12:30 horas**.

La transformación requirió una reorganización técnica y operativa, la remodelación del estudio, incorporación de equipamiento profesional, nuevas tecnologías y procedimientos de producción y renovación de su identidad visual.

Como resultado, fortaleció la capacidad de la Cooperativa para comunicar en tiempo real y mantener un medio local cercano a los acontecimientos y a las instituciones de la comunidad.

4.8 Personas, organización, seguridad y ambiente

El proceso de transformación institucional estuvo acompañado por acciones destinadas a fortalecer las capacidades de los equipos de trabajo, profesionalizar procesos y mejorar las condiciones de seguridad.

Al cierre del **Ejercicio N.º 83**, la Cooperativa contaba con una dotación de **75 trabajadores**, registrándose un incremento neto de cinco personas respecto del período anterior. Se desarrollaron acciones de capacitación, selección, recategorización, incorporación de personal permanente y transferencia de conocimientos entre trabajadores de diferente trayectoria.



En materia de Seguridad e Higiene, se profundizaron las acciones preventivas mediante controles y renovación de Elementos de Protección Personal, capacitación, inspecciones, ensayos de equipamiento y elaboración de Métodos de Trabajo Seguro —MTS— destinados a actividades operativas.



La dimensión ambiental también tuvo avances relevantes, entre ellos la gestión y retiro de aproximadamente **800 litros de aceite contaminado con PCB**, completándose posteriormente su tratamiento y trazabilidad documental.

La infraestructura y la tecnología solamente generan valor cuando existen personas capacitadas, procesos adecuados y condiciones seguras para desarrollar el trabajo.

4.9 Cooperativismo y compromiso con la comunidad

La Cooperativa continuó desarrollando durante el **Ejercicio N.º 83** una política de participación institucional y vinculación comunitaria basada en los principios de cooperación, solidaridad, educación, integración y desarrollo local.



Durante el período se mantuvo una participación de manera activa en entidades y espacios de integración cooperativa, al mismo tiempo que se sostuvieron acciones de acompañamiento a instituciones sociales, educativas, culturales, deportivas y comunitarias.

Las iniciativas desarrolladas comprendieron el Programa de Aporte Voluntario Solidario, donaciones y colaboraciones directas, servicios de gestión de cuotas sociales, actividades educativas, pasantías, orientación laboral, acciones de inclusión, capacitación sobre energía eléctrica y articulación con instituciones como los Bomberos Voluntarios.

El **Programa de Aporte Voluntario Solidario** alcanzó durante el ejercicio una participación promedio de **8.328 aportantes** y comprendió a **17 instituciones beneficiarias**, mostrando la magnitud de la participación comunitaria canalizada a través de este mecanismo.

Asistencia y acompañamiento institucional a la Mutual VGB

La Cooperativa profundizó el acompañamiento institucional a la **Mutual VGB**, mediante un conjunto de acciones destinadas a fortalecer sus Servicios Asistenciales y mejorar las condiciones de funcionamiento y proyección de la Residencia Albertus Magnus.

Entre las principales acciones desarrolladas se destacan la asistencia financiera, la adquisición de una nueva ambulancia completamente equipada, la incorporación de mobiliario y equipamiento médico y asistencial para la Residencia, y la transferencia de nueve vehículos para apoyar las actividades operativas e institucionales de la Mutual.

Asimismo, la Cooperativa acompañó técnica e institucionalmente la planificación integral de la infraestructura de la Residencia Albertus Magnus, avanzando junto a la Mutual VGB en la elaboración de un Master Plan orientado a ordenar y proyectar su desarrollo futuro. Esta herramienta contempla adecuaciones funcionales,

remodelaciones, nuevas obras y distintas intervenciones destinadas a acompañar la evolución de la Residencia y de los servicios que allí se prestan.

Este conjunto de acciones constituyó uno de los principales hitos de vinculación institucional y compromiso comunitario del ejercicio, combinando respuestas a necesidades inmediatas con una estrategia orientada al fortalecimiento y sostenibilidad de los servicios asistenciales. El alcance de estas acciones se desarrolla en detalle en el capítulo específico de la presente Memoria.

La Cooperativa no solamente presta servicios públicos: forma parte de la comunidad que le dio origen y procura contribuir activamente a su desarrollo.

4.10 Un ejercicio que consolida la transformación de la Cooperativa

Los resultados y avances alcanzados durante el **Ejercicio N.º 83** reflejan un proceso de transformación que comprende simultáneamente energía, infraestructura, tecnología, eficiencia, servicios, organización, personas y comunidad.

La incorporación de generación renovable propia, la evolución hacia una red eléctrica más inteligente, el fortalecimiento de la infraestructura, la mejora de la eficiencia y calidad operativa, la reorganización de servicios, la modernización de procesos y activos y el fortalecimiento de las capacidades internas responden a una misma orientación estratégica.

El desafío consiste en integrar progresivamente estas transformaciones y procurar que cada inversión, innovación o mejora en la gestión se traduzca en mejores servicios, mayor eficiencia, seguridad, sostenibilidad y valor para los asociados y la comunidad.

El **Ejercicio N.º 83** no representa, por lo tanto, solamente el cierre de un año de gestión. Constituye una nueva etapa dentro de la construcción de una Cooperativa preparada para afrontar las necesidades y desafíos de las próximas décadas.

Generar → Modernizar → Integrar → Cuidar → Crecer



BLOQUE II - ENERGÍA, INFRAESTRUCTURA Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La prestación del servicio eléctrico constituye la principal actividad de la Cooperativa y requiere una planificación permanente de la infraestructura, los recursos técnicos y las inversiones necesarias para acompañar la evolución de la demanda y el crecimiento de las localidades comprendidas dentro de su área de concesión.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, esta gestión estuvo caracterizada por la continuidad de las inversiones sobre redes y Subestaciones Transformadoras, la expansión de los sistemas de medición, automatización y teleoperación, el fortalecimiento de las tareas de mantenimiento, la incorporación de generación renovable propia y el crecimiento de la generación distribuida de los asociados.

Estas acciones forman parte de una estrategia orientada a evolucionar progresivamente hacia un sistema eléctrico más observable, automatizado, eficiente, flexible y resiliente, capaz de responder tanto a las necesidades actuales como a los desafíos energéticos de los próximos años.

Más infraestructura, más información y nuevas capacidades para acompañar la evolución del sistema eléctrico.”

5. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA



La Demanda de Potencia, expresada en kilovatios —kW—, constituye uno de los principales indicadores para evaluar la evolución del sistema eléctrico, dado que representa la capacidad que debe encontrarse disponible para abastecer simultáneamente los requerimientos de los usuarios en los momentos de mayor exigencia.

Su seguimiento permite analizar el comportamiento de la carga, identificar tendencias, anticipar períodos críticos y planificar las inversiones necesarias para preservar la continuidad, seguridad, calidad y confiabilidad del servicio.

VALORES MÁXIMOS DE DEMANDA DE POTENCIA

DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MAXIMA EJERCICIO 82		DEMANDA MÁXIMA EJERCICIO 83	
VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO
14/01/2022	16/07/2022	10/03/2025	15/07/2024	14/02/2026	30/06/2026
22:00 horas	20:15 horas	21:00 horas	19:45 horas	21:00 horas	20:45 horas
10,770 kW	10,160 kW	10,130 kW	9,070 kW	8.906 kW	9.072 kW
23°C / 39°C	-1°C / 12°C	12°C / 28°C	-1°C / 15°C	16°C / 25°C	1°C / 12°C

5.1 Evolución histórica de la demanda

El análisis de los registros correspondientes a los **Ejercicios N.º 71 al N.º 83** permite observar una transformación significativa en los requerimientos de potencia del sistema eléctrico.

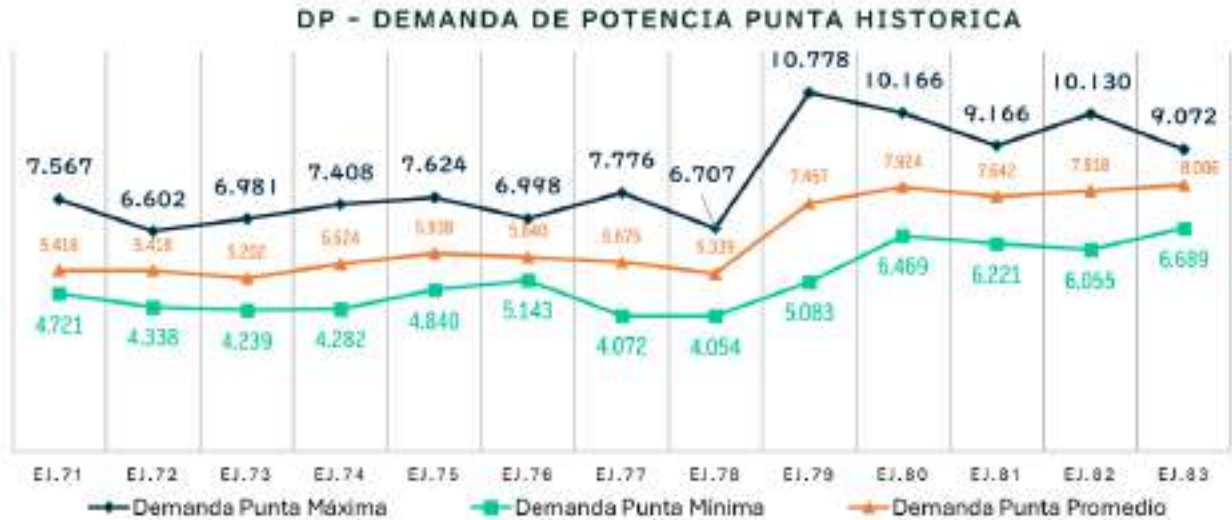
A los efectos de su análisis, se consideran dos indicadores principales:

- **Demanda de Potencia de Punta — DP —**, correspondiente a la máxima potencia registrada durante el período horario de mayor exigencia. Franja horaria de **18:00 a 23:00 horas**.
- **Demanda de Potencia Fuera de Punta — DFP —**, correspondiente al máximo registrado fuera de dicho período. Franja horaria de **23:00 a 18:00 horas**.

Durante los primeros años de la serie, las demandas máximas se mantuvieron, en términos generales, entre los 6.000 y 8.000 kW. A partir del Ejercicio N.º 79 comenzaron a registrarse valores superiores, alcanzándose en determinados períodos demandas mayores a los 10.000 kW, configurando un nuevo nivel de exigencia para la infraestructura eléctrica.

Esta evolución se encuentra asociada con distintos factores que actúan simultáneamente: crecimiento de los suministros, expansión urbana y comercial, nuevos desarrollos turísticos e inmobiliarios e incorporación creciente de equipamiento eléctrico, particularmente sistemas de climatización y calefacción.

En consecuencia, aun cuando existan variaciones entre ejercicios, la serie histórica evidencia que la red opera actualmente bajo niveles de demanda sensiblemente superiores a los registrados una década atrás.



		Ej. 71	Ej. 72	Ej. 73	Ej. 74	Ej. 75	Ej. 76	Ej. 77	Ej. 78	Ej. 79	Ej. 80	Ej. 81	Ej. 82	Ej. 83
Demanda Punta Máxima	MES	ENE	JUN	ENE	ENE	MAR	ENE	FEB	ENE	ENE	JUL	FEB	FEB	JUN
Demanda Punta Mínima	MES	MAR	SEP	NOV	SEP	ABR	SEP	ABR	OCT	SEP	ABR	SEP	SEP	OCT

Mes donde se produce la Demanda de Potencia de Punta (DP) Máxima y Mínima – Ej. N.º 71 al N.º 83



		Ej. 71	Ej. 72	Ej. 73	Ej. 74	Ej. 75	Ej. 76	Ej. 77	Ej. 78	Ej. 79	Ej. 80	Ej. 81	Ej. 82	Ej. 83
Demanda Fuera de Punta Máxima	MES	ENE	ENE	ENE	ENE	MAR	ENE	ENE	ENE	ENE	JUL	FEB	FEB	JUL
Demanda Fuera de Punta Mínima	MES	SEP	SEP	NOV	AGO	SEP	MAY	ABR	AGO	SEP	ABR	SEP	SEP	OCT

Mes donde se produce la Demanda de Potencia Fuera de Punta (DFP) Máxima y Mínima – Ej. N.º 71 al N.º 83

“La evolución histórica evidencia un cambio estructural en el nivel de exigencia del sistema eléctrico.”

5.2 Demanda registrada durante el Ejercicio N.º 83

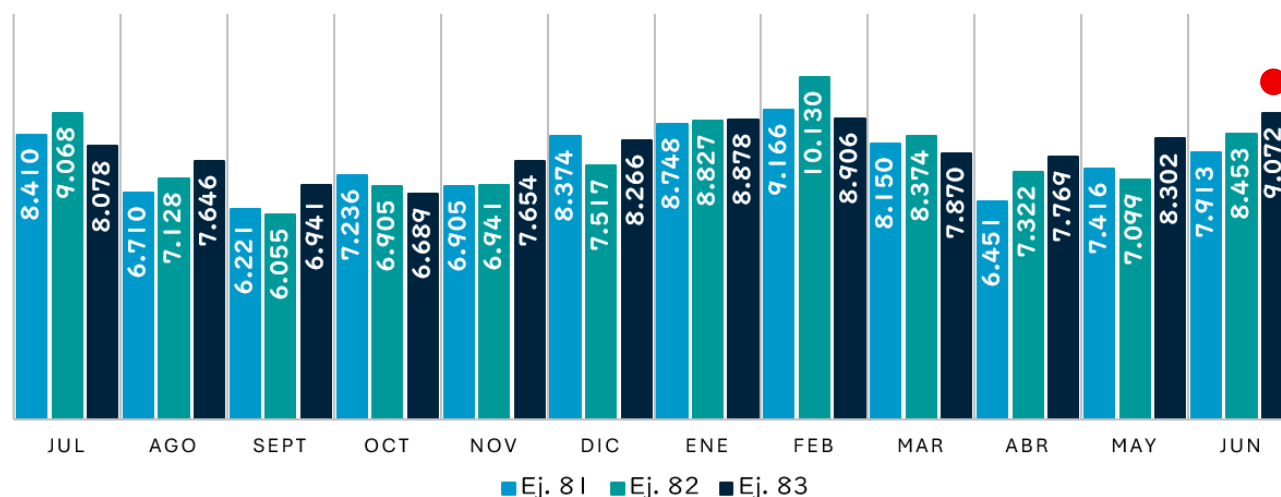
Durante el **Ejercicio N.º 83**, la **Demanda Máxima de Punta** alcanzó los **9.072 kW** en **junio de 2026**, mientras que la **Demanda Máxima Fuera de Punta** registró un valor de **8.388 kW** en **julio de 2025**.

Si bien estos registros resultaron inferiores a algunos máximos históricos alcanzados en períodos anteriores, continúan ubicándose entre los valores elevados de la serie y confirman el nivel de exigencia que actualmente presenta la infraestructura eléctrica.

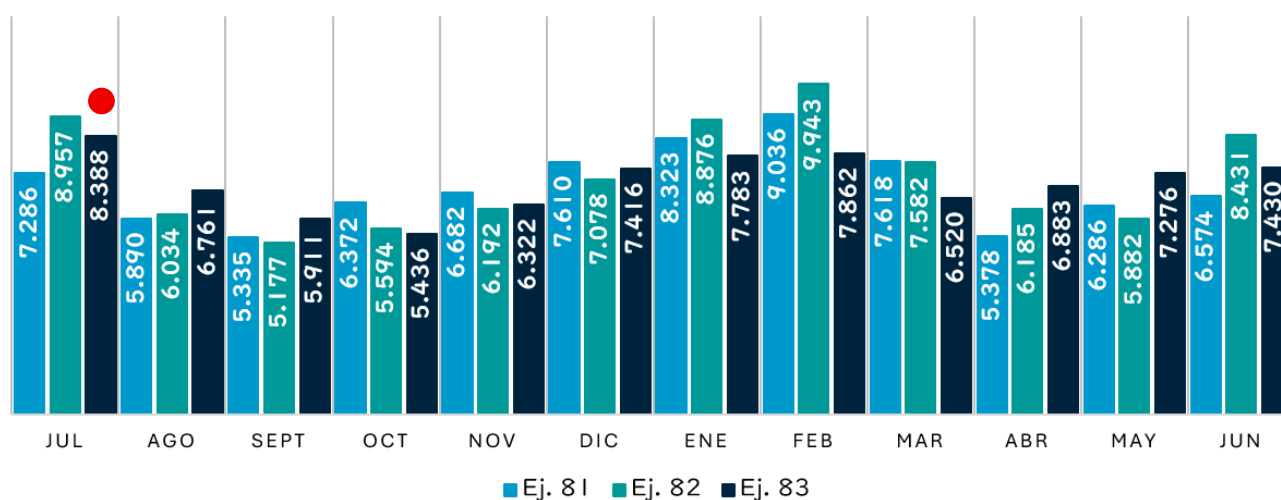
El registro de junio resulta particularmente significativo, dado que los **9.072 kW** constituyeron el segundo valor más elevado para ese mes dentro de la serie analizada desde el Ejercicio N.º 71. Este valor fue superado únicamente por los 9.425 kW registrados durante junio del Ejercicio N.º 79 y resultó 619 kW — 7,3 % — superior al valor alcanzado en junio del Ejercicio N.º 82.

La comparación adquiere mayor dimensión al considerar que la demanda registrada en junio de 2026 se encuentra entre un **27 %** y un **45 %** por encima de los valores correspondientes a los Ejercicios N.º 71 a N.º 78, evidenciando el cambio estructural producido en los requerimientos de potencia del sistema.

DEMANDA PUNTA (KW)



DEMANDA FUERA DE PUNTA (KW)



5.3 La estacionalidad como característica del sistema eléctrico

Una característica particular del área de concesión es la marcada estacionalidad de la demanda, vinculada con la actividad turística de Villa General Belgrano y localidades vecinas y con la incidencia de las condiciones climáticas.

Las temporadas de mayor ocupación, los eventos turísticos y los períodos de temperaturas extremas pueden generar incrementos simultáneos de los consumos durante lapsos relativamente breves.

Por esta razón, las variaciones interanuales de las demandas máximas no deben analizarse de manera aislada. Un verano o un invierno con características climáticas diferentes puede modificar significativamente el máximo registrado, sin necesariamente representar un cambio en la tendencia estructural del sistema.

Esta particularidad obliga a dimensionar y operar la infraestructura considerando los escenarios de máxima exigencia, dado que el sistema debe encontrarse preparado para responder adecuadamente aun cuando dichos niveles se produzcan solamente durante determinados momentos del año.

La misma característica se observa en la energía adquirida (compra): durante el **Ejercicio N.º 83** el máximo mensual se produjo en **enero 2026**, con **4.090.084 kWh**, mientras que el mínimo correspondió a **abril 2026**, con **2.942.560 kWh**. La diferencia de aproximadamente **1,15 millones de kWh** entre ambos meses evidencia la influencia que la actividad turística y las condiciones climáticas ejercen sobre el comportamiento energético del área de concesión.

Este dato es importante, ya que la infraestructura eléctrica no se dimensiona exclusivamente en función del consumo promedio: debe encontrarse preparada para abastecer con seguridad los momentos de máxima demanda.

5.4 La evolución de la demanda como base de la planificación



La evolución registrada durante los últimos ejercicios reafirma la necesidad de mantener una política de planificación e inversión anticipada, procurando que la infraestructura acompañe — y, cuando resulte posible, se adelante — al crecimiento de las necesidades de potencia y energía.

Las inversiones desarrolladas en nuevas y repotenciadas Subestaciones Transformadoras de MT/BT, redes de Media y Baja Tensión, alimentadores, equipos de protección y maniobra, medición inteligente y automatización responden directamente a este objetivo.

A ello se incorpora el desarrollo de generación renovable propia mediante el Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo y la participación institucional en proyectos regionales de mayor escala destinados a fortalecer el abastecimiento futuro.

El monitoreo permanente de la demanda permite, además, anticipar picos de consumo, gestionar contingencias, identificar posibles condiciones de sobrecarga y coordinar con el proveedor mayorista la disponibilidad de potencia necesaria, convirtiéndose en una herramienta fundamental tanto para la operación cotidiana como para la planificación de las inversiones del sistema eléctrico.

6. CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La infraestructura de transformación constituye un componente esencial del sistema eléctrico, permitiendo adecuar progresivamente los niveles de tensión desde los puntos de abastecimiento hasta los valores utilizados por los usuarios finales.

Al cierre del **Ejercicio N.º 83**, el sistema comprende dos niveles principales de transformación:

- Parques de Rebaje 33/13,2 kV, destinados a abastecer la red primaria de Media Tensión;
- Subestaciones Transformadoras MT/BT (SET MT/BT), distribuidas territorialmente para reducir posteriormente la tensión hasta los niveles de utilización.

6.1 Parques de Rebaje 33/13,2 kV

La Cooperativa cuenta con **3 (tres) Parques de Rebaje 33/13,2 kV**, que constituyen la principal infraestructura propia para la transformación y distribución de la energía en Media Tensión.

En conjunto disponen de una potencia instalada de 13.800 kVA, distribuida entre 6 (seis) transformadores de potencia.



#	PARQUE DE REBAJE	Relación de Tensión (kV)	Cantidad de Transformadores	Potencia Unitaria del Transformador (kVA)	Potencia Total (kVA)
1	EL PRADO	33 / 13,2	4	2.500	10.000
2	VILLA CIUDAD PARQUE	33 / 13,2	1	800	800
3	MOLVENTO	33 / 13,2	1	3.000	3.000
			6		13.800

El Parque de Rebaje EL PRADO constituye el principal centro de transformación del sistema y abastece de energía fundamentalmente a Villa General Belgrano y Atos Pampa. Cuenta además con **6 (seis) reguladores monofásicos de 7,6 kV**, instalados sobre las barras de 13,2 kV para contribuir al mantenimiento de los niveles de tensión dentro de los parámetros de calidad establecidos.

Los Parques de Rebaje VILLA CIUDAD PARQUE y MOLVENTO complementan la infraestructura destinada a atender la demanda de esa localidad y de los nuevos desarrollos urbanos de su área de influencia.

La Cooperativa dispone asimismo de **3 (tres) transformadores de potencia de 33/13,2kV** en carácter de **“reserva”** destinados a fortalecer la capacidad de respuesta frente a contingencias e indisponibilidades del equipamiento principal. El detalle es: 1 (un) transformador de 4.000 kVA de potencia, y 2 (dos) transformadores de 400 kVA de potencia, dando un total de **4.800 kVA** de potencia de reserva.

PARQUE DE REBAJE EL PRADO

33/13,2 kV - 10 MVA

Río Elba y Ruta Prov. N.º 5, Villa General Belgrano.

VISTA GENERAL



TRANSFORMADORES DE POTENCIA (4 x 2,5 MVA)



REGULADORES DE TENSION 7,6 Kv



CELDA DE 33 kV



SALA DE CELDAS DE 13,2 kV



PARQUE DE REBAJE VILLA CIUDAD PARQUE

33/13,2 kV - 0,8 MVA

Ruta Prov. N.º 5 km. 71, Villa Ciudad Parque.

VISTA GENERAL - TRANSFORMADOR 0,8 MVA





6.2 Subestaciones Transformadoras de MT/BT



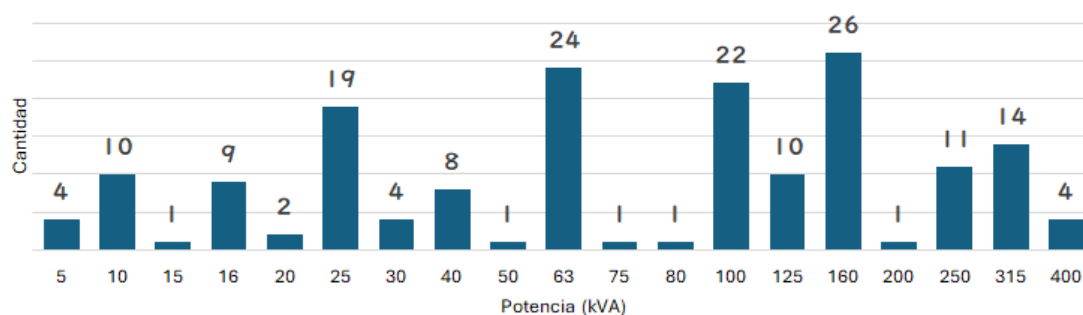
El segundo nivel de transformación está integrado por las Subestaciones Transformadoras de Media Tensión/Baja Tensión — **SET MT/BT** —, distribuidas dentro del área de concesión y destinadas a acercar la transformación eléctrica a los centros de consumo.

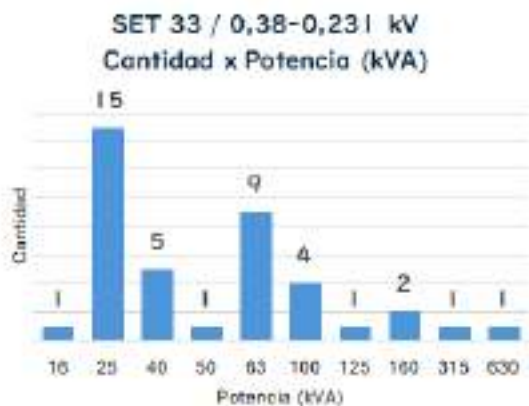
La adecuada distribución territorial de estas instalaciones permite reducir la extensión de las redes de Baja Tensión, mejorar los perfiles de tensión, disminuir pérdidas técnicas y acompañar el crecimiento de los distintos sectores abastecidos.

Al cierre del **Ejercicio N.º 83**, la Cooperativa contaba con **212 SET MT/BT**, con una potencia instalada total de **22.234 kVA**, un **3,74 %** más que el Ejercicio N.º 82 que había 204 SET MT/BT.

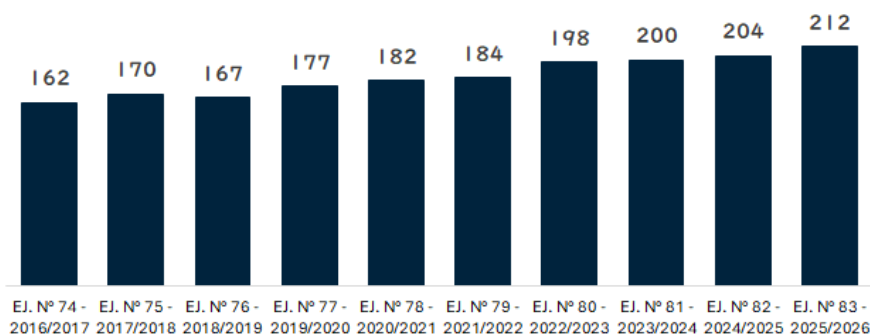
Tipo de SET MT/BT	Relación de tensión	Ejercicio N.º 82		Ejercicio N.º 83	
		Cantidad	Potencia instalada	Cantidad	Potencia instalada
Urbana	13,2 / 0,38-0,23 kV	117	18.369 kVA	120	17.558
Rural	13,2 / 0,38-0,23 kV	49	1.117 kVA	52	1.783
Urbana	33 / 0,38-0,23 kV	37	2.037 kVA	32	2.607
Rural	33 / 0,38-0,23 kV	1	16 kVA	8	366
TOTAL		204	21.539 kVA	212	22.334 kVA

SET 13,2 / 0,38-0,23 kV
Cantidad x Potencia (kVA)

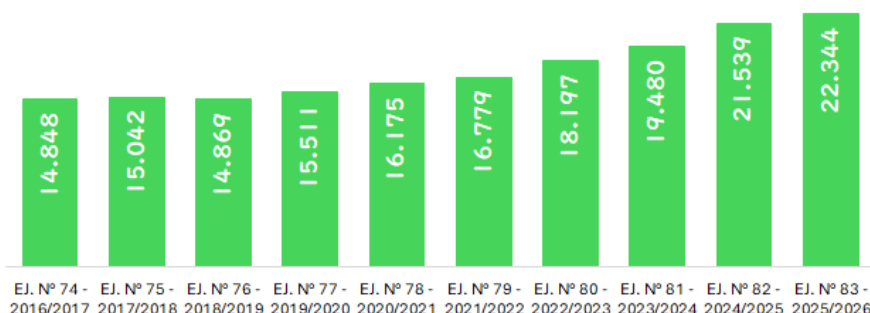




Evolución Cantidad de SET x Año Ejercicio



Evolución Potencia de SET (kVA) x Año Ejercicio



6.3 Capacidad y planificación del sistema

La capacidad de transformación debe analizarse juntamente con la evolución de la demanda y con la distribución territorial de las cargas.

Por ello, la Cooperativa realiza un seguimiento permanente del nivel de utilización de las instalaciones, procurando identificar anticipadamente necesidades de repotenciación, redistribución de cargas o incorporación de nuevas Subestaciones Transformadoras.

La política de inversión busca que la infraestructura no responda únicamente a situaciones de saturación, sino que pueda acompañar progresivamente el crecimiento urbano, turístico y productivo de las localidades abastecidas.

7. EVOLUCIÓN DE LOS SUMINISTROS ELÉCTRICOS

Durante el **Ejercicio N.º 83** continuó registrándose un crecimiento de los suministros eléctricos atendidos por la Cooperativa.

Al cierre del Ejercicio N.º 82 se contabilizaban 9.362 suministros, mientras que al cierre del **Ejercicio N.º 83** se alcanzaron **9.632** suministros, lo que representa la incorporación de 270 nuevos puntos de suministro durante el período. En términos porcentuales, este crecimiento equivale aproximadamente al **2,88 % interanual**.

Evolución Anual Suministros Energía Eléctrica – Ej. N.º 79 al 83



Los informes estadísticos del sector eléctrico y el Cuadro Tarifario vigente clasifican los suministros eléctricos de acuerdo con el tipo de usuario. En la tabla siguiente se presenta la distribución de los suministros por categoría tarifaria, incluyendo la cantidad de usuarios correspondiente al **Ejercicio N.º 83**, su comparación con los Ejercicios N.º 80, N.º 81 y N.º 82, y la participación porcentual de cada tipo de usuario respecto del total de suministros registrados al cierre del presente ejercicio.

Esta información permite analizar la evolución de la composición de la demanda y la incidencia relativa de cada segmento de usuarios dentro del área de concesión de la Cooperativa.

TIPO DE USUARIO	Ej. 80	Ej. 81	Ej. 82	Ej. 83	%
 RESIDENCIAL	6.849	7.175	7.377	7.628	79,19%
 RESIDENCIAL JUBILADO	423	436	449	453	4,70%
 COMBINADA	225	227	222	223	2,32%
 COMERCIAL	923	956	1.038	1.048	10,88%
 INDUSTRIAL	19	18	18	18	0,19%
 GOBIERNO (VGB)	78	82	84	88	0,91%
 GOBIERNO (VCP)	15	15	15	15	0,16%
 ALUMBRADO PUBLICO (VGB)	84	80	84	90	0,93%
 SERVICIO DE AGUA	7	7	7	6	0,04%
 ALUMBRADO PUBLICO (VCP)	15	15	15	15	0,02%
 RESIDENCIAL SOCIAL	4	4	4	4	0,16%
 RESIDENCIAL SOCIAL ESPECIAL	5	5	5	5	0,04%
 T3.2 GRANDES DEMANDAS MT	0	0	0	1	0,05%
 COOP. LyF VGB (Dependencias)	44	44	43	38	0,39%
 GUME (Gran Usuario Mercado Eléctrico)	1	1	1	1	0,01%
TOTAL	8.692	9.065	9.362	9.632	

8. USUARIOS ELECTRODEPENDIENTES

La Cooperativa mantiene una atención específica y permanente de los usuarios electrodependientes comprendidos dentro de su área de concesión, considerando la importancia que reviste la continuidad del suministro eléctrico para el funcionamiento de los dispositivos médicos que requieren.

En el marco de la normativa aplicable, se implementan procedimientos especiales de identificación, seguimiento, comunicación, respaldo y atención prioritaria.



Al cierre del **Ejercicio N.º 83**, contamos con **12 usuarios electrodependientes** identificados, todos ellos con **equipos UPS** de respaldo energético provistos por la Cooperativa en carácter de comodato para brindar respaldo ante eventuales interrupciones del suministro eléctrico.

La continuidad del suministro adquiere en estos casos una dimensión especialmente crítica, por lo que requiere procedimientos específicos de prevención y respuesta. La gestión comprende:



Identificación y Vinculación: Los usuarios electrodependientes se encuentran identificados y vinculados con el alimentador y la zona de suministro correspondiente, permitiendo conocer rápidamente cuáles podrían resultar afectados frente a una interrupción del servicio.



Comunicación Directa: Esta información posibilita implementar un esquema de atención específico y comunicación directa, mejorando la capacidad de respuesta de la Cooperativa frente a contingencias de la red.



Información previa ante cortes: Ante la realización de cortes programados, los usuarios electrodependientes son informados previamente respecto de la fecha y duración estimada de la interrupción.



Medidas adicionales de respaldo: Cuando la duración prevista pudiera superar la autonomía disponible del equipo UPS, la Cooperativa contempla medidas adicionales de respaldo para preservar la continuidad del suministro.



Seguimiento y Mantenimiento: La Cooperativa realiza además un seguimiento periódico del estado y funcionamiento de los equipos, junto con las tareas de mantenimiento necesarias, procurando que se encuentren disponibles y en adecuadas condiciones de operación ante una eventual contingencia.



Tarifa bonificada: En materia tarifaria, los usuarios electrodependientes cuentan con la gratuidad del servicio eléctrico, conforme a las disposiciones aplicables de la Ley Provincial N.º 10.511, condición contemplada expresamente en el Cuadro Tarifario de la Cooperativa.

9. BALANCE ENERGÉTICO DEL EJERCICIO N.º 83

El seguimiento de la energía adquirida, distribuida, consumida y facturada constituye una herramienta fundamental para evaluar el comportamiento del sistema y analizar su eficiencia.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, estos indicadores reflejan simultáneamente la evolución del consumo y las acciones desarrolladas para mejorar el aprovechamiento de la energía, reducir pérdidas y fortalecer los mecanismos de control y recupero.

9.1 Compra de energía eléctrica

La Cooperativa adquiere de EPEC la energía necesaria para abastecer a los usuarios de su área de concesión y realiza su posterior distribución a través de la infraestructura propia.



Durante el **Ejercicio N.º 83** fueron adquiridos **40.632.614 kWh**, frente a 40.412.624 kWh durante el período anterior, representando un incremento interanual de aproximadamente **0,54 %**.

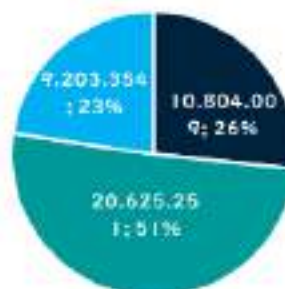
Compra de Energía (kWh)



Total Compra de Energía

■ Ej. N.º 81 ■ Ej. N.º 82 ■ Ej. N.º 83

Compra de Energía Ej. 83 (kWh)



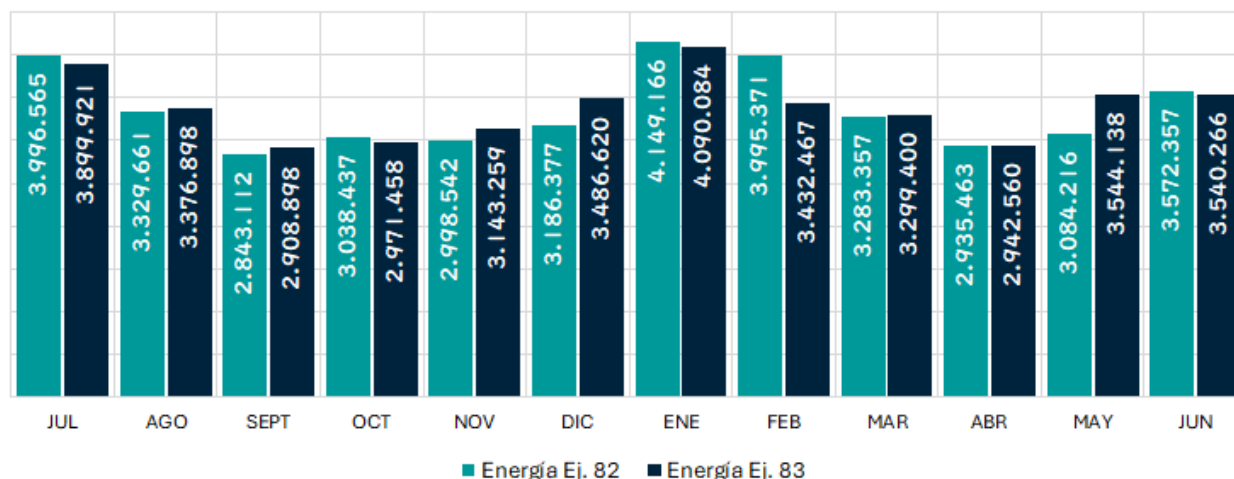
■ Energía Pico ■ Energía Resto ■ Energía Valle

En cuanto a su distribución horaria, el **51 % de la energía adquirida** correspondió al período **Resto** (05:00 a 18:00 horas), el **26 %** al período **Pico** (18:00 a 23:00 horas) y el **23 %** al período **Valle** (23:00 a 05:00 horas).

La mayor participación del período Resto evidencia que la demanda de los usuarios se concentra principalmente durante las horas intermedias del día, mientras que los períodos Pico y Valle presentan participaciones diferenciadas vinculadas a los hábitos de consumo y a la estructura tarifaria vigente.

La evolución mensual volvió a mostrar una marcada estacionalidad: el mayor volumen se produjo en enero 2026, con **4.090.084 kWh**, mientras que el mínimo correspondió a abril 2026, con **2.942.560 kWh**. La diferencia entre el máximo y el mínimo superó los 1,14 millones de kWh, reflejando la influencia de las condiciones climáticas y de la actividad turística sobre la demanda eléctrica.

COMPRA DE ENERGIA MENSUAL (kWh)



Durante el **Ejercicio N.º 83**, la energía adquirida promedio por usuario alcanzó **4.218,85 kWh/año**, registrando una variación del **-2,33 %** respecto del ejercicio anterior. Este indicador permite evaluar la evolución del consumo medio independientemente del crecimiento de la cantidad de suministros.

En cuanto al Factor de crecimiento de demanda respecto al crecimiento de suministros se calcula de la siguiente manera.

$$\text{Crecimiento de Usuarios} = \frac{\text{Usuarios Ej. 83} - \text{Usuarios Ej. 82}}{\text{Usuarios Ej. 82}} \times 100 = \frac{9632 - 9362}{9362} = 2,88399915$$

$$\text{Crecimiento de Energía} = \frac{\text{kWh Ej. 83} - \text{kWh Ej. 82}}{\text{kWh Ej. 82}} \times 100 = \frac{40.635.969 - 40.635.969}{40.635.969} = 0,552661465$$

$$\text{Factor} = \frac{\% \text{ crecimiento de energía}}{\% \text{ crecimiento usuarios}} = \frac{0,552661465}{2,88399915} = \mathbf{0,19163025}$$

Factor > 1: la demanda creció más rápido que la cantidad de usuarios (mayor consumo promedio).

Factor ≈ 1: el crecimiento energético acompaña al crecimiento de suministros.

Factor < 1: aumentaron más los usuarios que la demanda (menor consumo medio).

"Durante el período, la cantidad de suministros creció proporcionalmente más que la energía adquirida."

9.2 Venta y facturación de energía eléctrica

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la energía entregada y facturada a los diferentes segmentos de usuarios mostró un incremento respecto del período anterior.

La **energía consumida** por los usuarios alcanzó los **35.280.043 kWh**, frente a los 34.402.620 kWh del ejercicio anterior, representando un incremento de **877.423 kWh**, equivalente al **2,55 %**.

En cuanto a la **energía facturada**, los usuarios alcanzaron los **35.884.282 kWh**, frente a los 35.011.409 kWh del ejercicio anterior, representando un incremento de **872.873 kWh**, equivalente al **2,49 %**. Adicionalmente, las dependencias propias de la Cooperativa la energía facturada fue de **400.690 kWh**.



Resumiendo, la **energía facturada** durante el período del **Ejercicio N.º 83** ascendió a **36.284.972 kWh**, registrando un incremento del **2,38 %** respecto del Ejercicio N.º 82. Se adjunta Tabla Resumen:

Venta de Energía (kWh)	Ej. 82	Ej. 83	Ej. 83 vs Ej. 82
Energía Consumida por Usuarios	34.402.620	35.280.043	2,55 %
Consumo de Dependencias	427.894	400.180	- 6,48%
Energía Facturada a Usuarios	35.011.409	35.884.282	2,34 %
Energía Facturada a Dependencias	428.112	400.690	- 6,42 %
TOTAL, Energía Facturada	35.439.521	36.284.972	2,38 %

El análisis por categoría muestra que los sectores Comercial, Combinado y Residencial (incluido jubilado, social y social especial) concentran aproximadamente el **89,5 %** aproximadamente de la energía facturada.

TIPO DE USUARIO	Ej. 82	Ej. 83	%
RESIDENCIAL	14.364.017	14.917.326	41,11%
RESIDENCIAL JUBILADO	876.940	884.796	2,44%
COMBINADA	1.408.316	1.355.408	3,74%
COMERCIAL	15.087.950	15.232.026	41,98%
INDUSTRIAL	207.395	204.822	0,56%
GOBIERNO (VGB)	902.771	1.081.548	2,98%
GOBIERNO (VCP)	41.697	44.766	0,12%
ALUMBRADO PUBLICO (VGB)	1.718.591	1.743.693	4,81%
SERVICIO DE AGUA (VGB)	43.741	67.717	0,19%
SERVICIO DE AGUA (VCP)	76.970	30.160	0,08%
ALUMBRADO PUBLICO (VCP)	250.237	237.971	0,66%
RESIDENCIAL SOCIAL	21.071	17.537	0,05%
RESIDENCIAL SOCIAL ESPECIAL	11.713	12.209	0,03%
T3.2 GRANDES DEMANDAS MT		54.303	0,15%
COOPERATIVA - MUTUAL VGB	428.112	400.690	1,10%
TOTAL, Energía Facturada	35.439.521	36.284.972	

El sector Comercial y Combinado registraron un consumo de energía de **16.587.434 kWh**, equivalente a aproximadamente el **45,71 %**, mientras que el sector Residencial alcanzó unos **15.831.968 kWh**, cercano al **43,7 %** del total.

9.3 Recupero de energía



Complementariamente a las acciones destinadas a disminuir las pérdidas técnicas, durante el **Ejercicio N.º 83** se fortalecieron los controles orientados a detectar conexiones clandestinas, manipulaciones de instalaciones y otras irregularidades que pudieran generar consumos no registrados.

Las inspecciones permitieron identificar suministros irregulares, normalizar instalaciones y recuperar energía que había sido en efecto utilizada sin encontrarse correctamente medida o facturada.

Como resultado de estas acciones, durante el ejercicio se recuperaron **117.787 kWh**, correspondientes a situaciones detectadas de fraude eléctrico.

La energía recuperada representó un valor económico de **\$ 36.478.655,23**, sin impuestos. Para dimensionar su magnitud, dicho volumen equivale aproximadamente al consumo anual de **60 viviendas con un consumo promedio de 163 kWh mensuales o 1.956 kWh anuales**.

El recupero contribuye simultáneamente a reducir pérdidas no técnicas, mejorar la seguridad de las instalaciones y promover condiciones de equidad entre los usuarios.

9.4 Pérdidas de energía eléctrica

La diferencia entre la energía que ingresa al sistema y aquella que finalmente resulta registrada y utilizada comprende distintos componentes asociados al proceso de distribución, entre ellos pérdidas técnicas propias de las redes y transformadores y pérdidas no técnicas vinculadas con irregularidades de medición o utilización.

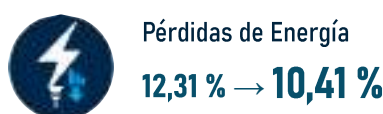
Durante el **Ejercicio N.º 83** se continuó fortaleciendo el seguimiento de este indicador mediante la incorporación de nuevas fuentes de información, balances energéticos y controles técnicos y comerciales.

El seguimiento permanente de la energía adquirida, distribuida, consumida y facturada permite evaluar el comportamiento de la red, identificar desvíos, orientar acciones de mantenimiento e inversión y fortalecer los mecanismos destinados a reducir las pérdidas técnicas y no técnicas.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la Cooperativa adquirió un total de **40.632.614 kWh**, volumen levemente superior al registrado durante el ejercicio anterior.

La energía **consumida** por usuarios y dependencias alcanzó los **35.680.223 kWh**, mientras que la energía **facturada** a usuarios y dependencias totalizó **36.284.972 kWh**.

Como resultado del seguimiento técnico y comercial desarrollado durante el período, el índice de pérdidas del sistema se ubicó en el **10,55 %**, mostrando una mejora respecto del ejercicio anterior que fue del 12,31%.



La evolución representa una mejora de **1,90** puntos porcentuales (en términos relativos una reducción cercana del **15,43 %**) y evidencia el resultado de las acciones técnicas, comerciales y de control desarrolladas sobre el sistema.

9.5 Síntesis del balance energético

Indicador	Ejercicio N.º 81	Ejercicio N.º 82	Ejercicio N.º 83
Energía comprada (kWh)	39.395.038	40.412.624	40.632.614
Energía consumida por usuarios y dependencias (kWh)	34.903.730	34.830.514	35.680.223
Energía facturada usuarios y dependencias (kWh)	35.464.391	35.439.521	36.284.972
Energía recuperada (kWh)			117.787
Diferencia Energía Comprada y (Facturada + Recuperada)	3.930.647	4.973.103	4.229.855
Pérdidas del sistema (%)	9,98%	12,31%	10,41

9.6 Aclaración sobre el indicador informado en el Ejercicio N.º 82

A efectos de preservar la correcta interpretación, trazabilidad y comparabilidad de la información presentada, se deja constancia de que en la Memoria Anual correspondiente al Ejercicio N.º 82 se informó erróneamente un índice de Pérdidas de Energía —Técnicas y No Técnicas— del **15,65 %**.

Como resultado de la posterior revisión y conciliación de los datos integrantes del balance energético, se determinó que **el valor correcto correspondiente al Ejercicio N.º 82 fue de 12,31 %**. En consecuencia, la presente Memoria adopta el valor corregido para todas las comparaciones interanuales realizadas sobre este indicador. La aclaración tiene por objeto rectificar la información oportunamente publicada y preservar la transparencia y consistencia de los indicadores energéticos informados por la Cooperativa.

La versión actual ya incorpora correctamente el criterio de dejar explícita la rectificación; sólo falta consolidar el porcentaje definitivo.

9.7 Acciones para la reducción y control de pérdidas

La estrategia desarrollada combina la modernización de la medición, la realización de balances energéticos cada vez más sectorizados, telemedición de Subestaciones Transformadoras de MT/BT, análisis de cargas y consumos, renovación de infraestructura, recambio de medidores convencionales y obsoletos, incorporación de

medidores inteligentes, mantenimiento preventivo, control de suministros y fortalecimiento de los mecanismos de detección y recupero de energía.

La mayor disponibilidad de información permite identificar con mayor precisión los sectores donde se producen desvíos y orientar acciones técnicas o comerciales específicas.

Estas herramientas vinculan directamente la reducción de pérdidas con el proceso de transformación digital de la red eléctrica y con el desarrollo progresivo de una Smart Grid.

Es importante reducir pérdidas, significa aprovechar mejor la energía adquirida y utilizar con mayor eficiencia los recursos económicos y técnicos de la Cooperativa.

10. MODERNIZACIÓN, DIGITALIZACIÓN Y EVOLUCION HACIA UNA RED ELECTRICA INTELIGENTE

Durante el **Ejercicio N.º 83**, se continuó profundizando el proceso de modernización tecnológica y digitalización del sistema eléctrico, mediante la incorporación e integración de nuevas herramientas de medición, automatización, supervisión, comunicaciones y operación remota.

Estas tecnologías forman parte de una estrategia de largo plazo orientada a evolucionar desde un modelo convencional de distribución hacia una **Red Eléctrica Inteligente — Smart Grid —**, caracterizada por una mayor capacidad para conocer lo que ocurre en la red, interpretar la información disponible y actuar sobre el sistema.



La transformación comprende diferentes componentes que funcionan de manera complementaria: medidores inteligentes, telemedición de SET MT/BT, reconectadores automáticos de MT, SCADA, teleoperación, infraestructura de comunicaciones y sistemas de información geográfica — GIS —.

La incorporación de tecnología no constituye, por lo tanto, solamente una renovación de equipos. Cada una de estas tecnologías aporta información y capacidades diferentes dentro de un mismo sistema integrado. Los medidores inteligentes permiten conocer con mayor detalle el comportamiento de los puntos de suministro; la telemedición de las Subestaciones Transformadoras MT/BT posibilita analizar cargas y variables eléctricas en distintos sectores de la red; los reconectadores automáticos incrementan la capacidad de protección, seccionamiento y maniobra; y el SCADA centraliza la supervisión y permite operar en forma remota aquellos equipos e instalaciones incorporados al sistema.

A su vez, la infraestructura de comunicaciones constituye el soporte necesario para transportar la información entre los distintos dispositivos de campo y los sistemas centrales de operación, mientras que las herramientas GIS incorporan la dimensión territorial y geográfica necesaria para identificar, localizar y gestionar los activos eléctricos y contribuir a la planificación de futuras obras e inversiones.

De esta manera, la incorporación de esta tecnología es una transformación en la forma de medir, supervisar, operar, mantener y planificar el sistema eléctrico.

Medir → Comunicar → Supervisar → Analizar → Operar → Planificar

10.1 Sistema de Medición Inteligente – AMI



Durante el **Ejercicio N.º 83** continuó desarrollándose el programa de modernización del sistema de medición eléctrica mediante el reemplazo progresivo de medidores convencionales por medidores inteligentes y la ampliación de la infraestructura de comunicaciones y concentración de datos.

Con el objetivo de sostener el programa, durante el período se adquirieron **1.000 medidores inteligentes**, destinados tanto al recambio progresivo como a acompañar la incorporación de nuevos suministros.

La infraestructura AMI permite realizar lecturas remotas, obtener información detallada sobre los consumos y, en los equipos habilitados para ello, efectuar determinadas operaciones a distancia como ser el corte y la rehabilitación remota de suministros por demanda o falta de pago, permitiendo reducir tiempos de intervención, optimizar los recursos operativos y mejorar la calidad de atención a los asociados.

La información generada constituye además una herramienta de creciente importancia para analizar cargas, detectar anomalías, efectuar balances energéticos y orientar las acciones destinadas a reducir pérdidas y planificar futuras inversiones.

Como resultado de las tareas realizadas, la cantidad de suministros con tecnología de medición inteligente pasó de 4.365 al cierre del Ejercicio N.º 82 a **5.740** al cierre del **Ejercicio N.º 83** (30/06/2026), representando la incorporación de 1.375 medidores inteligentes adicionales durante el período, y una cobertura del **59,59 %** del total de suministros de energía.

Como hecho posterior al cierre del **Ejercicio N.º 83**, al **31/08/2026** contamos con **5.919 medidores inteligentes** instalados, y una cobertura del **61,45 %** del total de suministros de energía.



Al cierre del **EJERCICIO N.º 83** la cantidad de conexiones que tenemos por ruta de lectura son las siguientes:

Ruta	Área o sector	Ejercicio N.º 82	Ejercicio N.º 83	Variación
1	Villa General Belgrano – Sur VGB	816	820	+4
2	Villa General Belgrano – Oeste VGB	891	928	+37
3	Villa General Belgrano – Centro VGB	963	964	+1
4	Villa General Belgrano – Norte / Centro VGB	1.085	1.106	+21
5	Villa General Belgrano – Noroeste / Centro VGB	1.031	1.023	-8
6	Villa General Belgrano – Varios sectores VGB	2.364	2.476	+112
7	Atos Pampa	74	76	+2
8	Villa Ciudad Parque	2.161	2.233	+72
TOTAL		9.385	9.632	+253

10.2 Telemedición de Subestaciones Transformadoras

Durante el **Ejercicio N.º 83** se incorporaron 11 nuevas SET MT/BT al sistema de monitoreo remoto, pasando de 24 a **35 Subestaciones Transformadoras telemedidas**.

Esta infraestructura permite conocer variables eléctricas y niveles de carga en diferentes sectores de la red, facilitando la identificación de sobrecargas, desbalances, anomalías y necesidades futuras de repotenciación.

La integración progresiva de la medición de los suministros con la información proveniente de las SET MT/BT permite asimismo avanzar hacia balances energéticos sectorizados, fortaleciendo las herramientas disponibles para la detección y reducción de pérdidas.



Tablero Telemedicion de SET

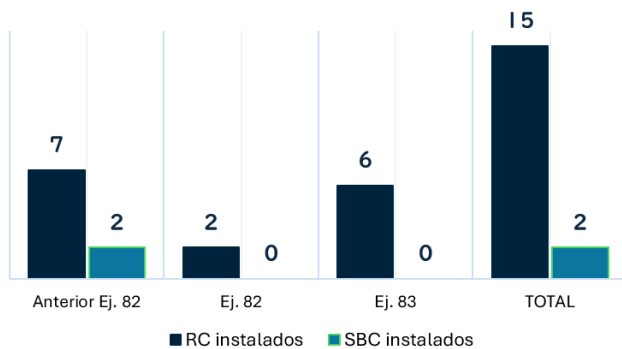
10.3 Automatización de la Red de Media Tensión

Otro de los avances relevantes fue la ampliación del parque de **Reconectores Automáticos — RC —** instalados sobre la red de Media Tensión.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se incorporaron **6 (seis) nuevos equipos**, pasando de 9 (nueve) RC a **15 (quince) reconectores instalados**, equivalente a un incremento aproximado del **65 %**.

Estos equipos cumplen una función estratégica en los esquemas de protección de la red, ya que permiten incrementar la selectividad frente a fallas y facilitar el aislamiento de sectores afectados, procurando minimizar la cantidad de usuarios alcanzados por una interrupción.

INSTALACIÓN DE RC - SBC



Comparativa Ej. 83 vs Ej. 82

- RC instalados: 9 → 15 equipos (+65%).
- Mayor cobertura de protección y automatización de la red de Media Tensión.
- Ampliación de las capacidades de teleoperación y supervisión remota.
- Mejora en los tiempos de respuesta y reposición del servicio ante contingencias.

Paralelamente se continuó avanzando en su integración con el sistema SCADA. Al cierre del ejercicio, **seis (6) reconectores** contaban con capacidad de supervisión y operación **remota**. Esta integración permite además de disponer de información sobre el estado de los equipos, la supervisión de su funcionamiento y ejecutar determinadas maniobras en forma remota.

Durante el período se contrataron y ejecutaron trabajos de tendido de fibra óptica, conexión e integración de comunicaciones, destinados a vincular al sistema SCADA la totalidad de los reconectores que aún se encontraban pendientes de comunicación.

Los 6 (seis) nuevos equipos fueron instalados en diferentes puntos estratégicos de las redes de 13,2 kV y 33 kV, respondiendo tanto a necesidades de calidad de servicio como de interconexión y vinculación del sistema.

El equipamiento instalado durante el **Ejercicio N.º 83** fue el siguiente:



R-229 (13,2 kV) Calidad de Servicio
Los Manantiales e ingreso Loteo Manantiales, VGB



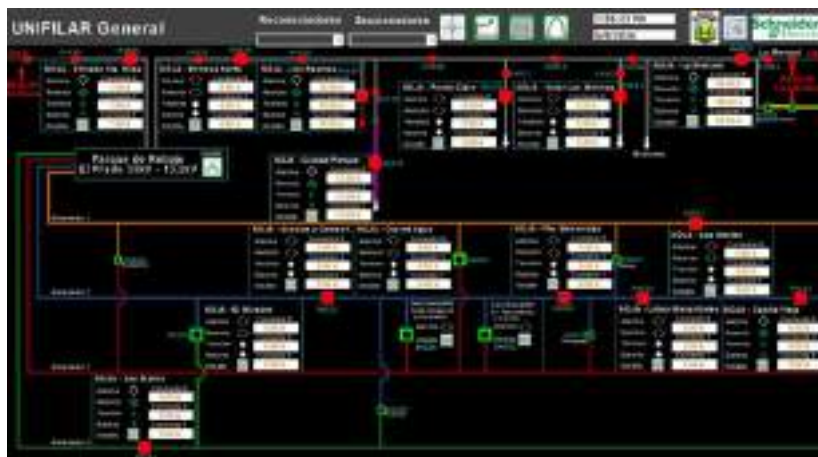
R-115 (13,2 kV) Calidad de Servicio
Ruta Prov. S210 y Av. Argentina



Al cierre del **Ejercicio N.º 83**, la Cooperativa dispone de los siguientes equipos de maniobra, protección y telecontrol instalados en la red de distribución de Media Tensión:

#	Uso	Tensión	Teleoperado (SI / NO)	Instalado en Ejercicio
R-003	Interconexión ET Villa La Merced	33 kV	SI	Anterior Ej. 82
R-021	Vinculación ET Villa Ciudad Parque	13,2 kV	SI	Anterior Ej. 82
R-029	Vinculación Los Reartes	33 kV	SI	Anterior Ej. 82
R-035	Interconexión Santa Rosa	33 kV	SI	Anterior Ej. 82
R-081	Calidad de Servicio	13,2 kV	SI	Anterior Ej. 82
R-048	Calidad de Servicio	13,2 kV	NO	Anterior Ej. 82
R-061	Calidad de Servicio	13,2 kV	NO	Ej. 82
R-096	Calidad de Servicio	13,2 kV	NO	Anterior Ej. 82
R-115	Calidad de Servicio	13,2 kV	SI	Ej. 83
R-191	Vinculación Alimentador 2 y 4	13,2 kV	NO	Ej. 82
R-228	Interconexión ET El Prado - ET V.L. Merced	33 kV	NO	Ej. 83
R-229	Calidad de Servicio	13,2 kV	NO	Ej. 83
R-230	Vinculación Punto Claro	33 kV	NO	Ej. 83
R-231	Vinculación Solar Los Molinos	33 kV	NO	Ej. 83
R-232	Calidad de Servicio	13,2 kV	NO	Ej. 83
B-086	Calidad de Servicio	13,2 kV	NO	Anterior Ej. 82
B-092	Calidad de Servicio	13,2 kV	NO	Anterior Ej. 82

Como parte de este desarrollo, durante el ejercicio se creó dentro del sistema SCADA una pantalla específica para Reconectores Automáticos, desde la cual es posible visualizar el estado de los equipos, mediciones, alarmas y eventos, fortaleciendo las capacidades de supervisión y telecontrol de la red.



11. Sistema SCADA y Teleoperación de la Red



El sistema **SCADA —Supervisory Control and Data Acquisition—** constituye la plataforma desde la cual la Cooperativa supervisa distintas instalaciones eléctricas, recibe mediciones, visualiza estados y alarmas y ejecuta determinadas maniobras de forma remota.

Durante el **Ejercicio N.º 83** continuó ampliándose la cantidad de equipos integrados, fortaleciendo la capacidad de operación desde la Oficina Técnica y el área de Redes.

La teleoperación permite realizar determinadas maniobras sin necesidad de trasladar previamente una cuadrilla hasta la instalación, reduciendo tiempos de respuesta y proporcionando al personal información en tiempo real para la toma de decisiones.

El SCADA es importante porque nos permite conocer el estado de la red y actuar a distancia sobre instalaciones estratégicas, reduciendo tiempos y mejorando la seguridad de determinadas maniobras.

11.1 Modernización del telecontrol del Parque de Rebaje El Prado

Durante el **Ejercicio N.º 83** se alcanzaron importantes avances en la modernización del sistema de telecontrol del Parque de Rebaje EL PRADO, principal centro de distribución de la Cooperativa.



En **abril de 2026** se completó la integración al SCADA de la celda C-206 correspondiente al Alimentador N.º 4, permitiendo que los cuatro alimentadores de 13,2 kV del Parque quedaran habilitados para su teleoperación remota. La vinculación de la celda C-206 al sistema de operación remota se encontraba pendiente desde su instalación.

Los trabajos comprendieron adecuaciones de base de datos, cableado, circuitos de comando y supervisión y pruebas funcionales realizadas por personal propio.

En **mayo 2026** se avanzó asimismo en la actualización tecnológica de la **Celda General de 33 kV C-192**, punto de relevancia dentro de la infraestructura eléctrica de la Cooperativa, incorporando un nuevo relé de protección MiCOM P123 y comunicación mediante protocolo DNP3. El reemplazo se realizó mediante una intervención programada y sin afectar la continuidad del suministro eléctrico.

Durante **junio 2026** se efectuaron además pruebas de comunicación entre la **nueva RTU (Unidad Terminal Remota)** adquirida e instalada por el personal de la Cooperativa, y la celda C-196 correspondiente al Transformador N.º 4, obteniéndose resultados satisfactorios y validándose la arquitectura prevista para su extensión progresiva.

Como parte de este proceso se definió un Plan de Migración hacia una nueva RTU, destinado a integrar progresivamente celdas de 33 kV, transformadores, alimentadores, reguladores de tensión y alarmas auxiliares dentro de una arquitectura de telecontrol más robusta y escalable.



El plan fue estructurado en tres etapas sucesivas. La primera contempla la integración de la Celda General de 33 kV, las celdas correspondientes a los cuatro transformadores de potencia, las celdas de los cuatro alimentadores de 13,2 kV y las principales alarmas del cargador de baterías. La segunda etapa comprende la adecuación integral del cableado de comunicaciones RS-485, la incorporación de resistencias de terminación y la integración de los reguladores automáticos de tensión existentes al sistema SCADA. Finalmente, la tercera etapa contempla la incorporación del conjunto completo de alarmas del cargador de baterías y de los relés Buchholz de los transformadores de potencia al sistema de supervisión.

La migración permitirá estandarizar progresivamente las comunicaciones y facilitar futuras incorporaciones de equipamiento y funcionalidades dentro del sistema de telecontrol.

11.2 Infraestructura y comunicaciones para la operación

La confiabilidad de los sistemas de automatización depende también de la infraestructura informática y de comunicaciones que los soporta.



Durante marzo de 2026 se actualizó la **capacidad de almacenamiento del servidor SCADA**, generándose previamente una copia integral de seguridad y conservándose el disco reemplazado como respaldo físico desconectado.

Se instaló **1 (uno) nuevo disco de 8 TB** y 7.200 RPM, diseñado para funcionamiento continuo durante las 24 horas de los 365 días del año. La actualización permitió duplicar la capacidad disponible, mejorar los tiempos de acceso y respuesta del servidor, como también fortalecer las posibilidades de recuperación ante eventuales contingencias.

Durante mayo de 2026 se registró asimismo una avería de la repetidora VHF Kenwood TKR-750 provocada por descargas atmosféricas. La comunicación operativa fue restablecida mediante la instalación provisoria de otro equipo y posteriormente se reforzaron las protecciones eléctricas y contra sobretensiones del sitio.

También se incorporaron **5 (cinco) equipos portátiles de radiocomunicación** (handyes), incrementando la disponibilidad para el personal operativo.



Estas acciones permitieron fortalecer la coordinación entre cuadrillas y mejorar la capacidad de respuesta frente a tareas programadas y contingencias sobre la red.

11.3 Digitalización y georreferenciación de activos

La transformación digital de la red comprende también la construcción progresiva de una base territorial precisa sobre los activos que integran la infraestructura eléctrica.



Durante el período se continuó avanzando en la digitalización de la red de Media Tensión mediante herramientas **GIS (Sistema de Información Geográfica)**, procurando relacionar ubicación, características técnicas e información operativa de las instalaciones.

La georreferenciación permitirá fortalecer la planificación de obras, el mantenimiento, la gestión de activos y los análisis técnicos de la red y constituye además una base para integrar progresivamente la información territorial con los sistemas de medición y telecontrol.

12. ENERGÍAS RENOVABLES Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La transición energética constituye uno de los principales lineamientos estratégicos de la Cooperativa.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se registraron avances tanto en la generación renovable propia, mediante el desarrollo del Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo, como en la generación distribuida de los asociados, a través del crecimiento de Usuarios Generadores y Prosumidores.

Ambos procesos modifican progresivamente el modelo tradicional de distribución eléctrica y requieren simultáneamente nuevas capacidades de medición, supervisión, protección, planificación y operación de la red.

12.1 Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo

El **Ejercicio N.º 83** constituye un hito en la historia energética de la Cooperativa por la construcción de las dos primeras etapas del **Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo (PSFVC)**, primer desarrollo propio de generación renovable de escala significativa.

La obra fue concebida como una plataforma energética modular y escalable, permitiendo ampliar progresivamente su capacidad conforme a la evolución de la demanda, las necesidades del sistema y las posibilidades de inversión.

12.1.1 Desarrollo del proyecto

La ejecución comenzó a mediados de diciembre de 2025 e involucró tareas de ingeniería, obras civiles, montaje electromecánico, instalación de estructuras y módulos fotovoltaicos, montaje de inversores y Subestación Transformadora, tendidos eléctricos y sistemas de protección, medición, automatización y comunicaciones.



Para la provisión de equipamiento y ejecución de la obra —con excepción de la Subestación Transformadora— se realizó un Concurso de Precios bajo modalidad EPC (Engineering, Procurement and Construction). Como resultado del proceso de evaluación técnica y económica, fue seleccionada la empresa ECOVATIO para desarrollar la ingeniería, suministro, ejecución y ensayos correspondientes.

12.1.2 Etapas 1 y 2 — Primera capacidad de generación renovable propia

Las dos primeras etapas incorporaron una **potencia de acople total de 660 kWac** y una **potencia fotovoltaica instalada de 767,52 kWp**.

La instalación está compuesta por **1.248** (mil doscientos cuarenta y ocho) **módulos fotovoltaicos monocristalinos bifaciales** marca Jinko Solar, modelo Tiger Neo de **615 Wp**, y **2** (dos) **inversores** marca Huawei modelo SUN2000 de **330 kW** cada uno. Los módulos fotovoltaicos se instalaron sobre estructuras fijas de acero galvanizado con una inclinación de 30°, con orientación norte.



PSFVC Villa General Belgrano – Etapa 1 y 2 finalizada 660 kW potencia de acople

12.1.3 Infraestructura de transformación e integración con la red

La energía que genera el PSFVC es elevada desde el nivel de generación hasta 13,2 kV mediante **1 (una) Subestación Transformadora (Smart Transformer Station – STS)** marca Huawei modelo JUPITER 3000, cuyo diseño y capacidad fue seleccionada considerando las futuras ampliaciones previstas para el proyecto. Esta fue una decisión muy importante adoptada durante su diseño. La STS fue adquirida por la Cooperativa de forma directa al importador oficial de Huawei Argentina.

La solución integra la transformación por medio de **1 (un) Transformador de 3.300 kVA de potencia nominal con relación de tensión 0,8 / 13,2 kV**; **1 (un) conjunto de celdas de maniobra y protección de Media Tensión** en el nivel de 13,2 kV; **1 (un) Tablero de Baja Tensión** equipado con 1 (un) interruptor general y 11 (once) interruptores con sus correspondientes protecciones para la conexión de los inversores a instalar en el presente y futuro del PSFVC; **1 (un) cuadro de sistemas de servicios auxiliares** de protección, medición, automatización y comunicaciones que permite la supervisión remota de los principales parámetros de funcionamiento de toda la instalación del PSFVC.



Smart Transformer Station (STS) 3.300 kVA del PSFVC Villa General Belgrano

La vinculación del PSFVC con la red de distribución de Media Tensión de 13,2 kV de la Cooperativa se realizó mediante una obra ejecutada en paralelo con la construcción del PSFVC de aproximadamente 500 metros de infraestructura de Media Tensión (apoyos de hormigón armado y conductor desnudo aluminio 50 mm²), combinando tramos subterráneos en el interior del PSFVC y aéreo en la vía pública.



Punto de inyección del PSFV con la Red de Distribución de MT de la Cooperativa

12.1.4 Proyecto modular y escalable

Una de las principales características del PSFVC es haber sido diseñado desde su origen para permitir ampliaciones sucesivas sin necesidad de redimensionar integralmente las instalaciones principales.

Al cierre del **Ejercicio N.º 83**, el Consejo de Administración había avanzado en la decisión de incorporar una tercera etapa de **330 kW**, cuya ejecución corresponde al Ejercicio N.º 84.

Con esta etapa, la potencia acumulada de acople alcanzará **990 kWac con** aproximadamente una potencia fotovoltaica instalada de **1.151,28 kWp**, manteniéndose como capacidad final proyectada de acople **3.300 kWac** y fotovoltaica instalada de **3.837,60 kWp**.

Indicador	EJECUTADA	APROBADA	PROYECTADO
	Etapa 1 y 2 (Ejercicio N.º 83)	Etapa 3 (Ejercicio N.º 84)	Proyecto Completo
Potencia de acople (kWac)	660	990	3.300
Potencia fotovoltaica instalada (kWp)	767,52	1151,28	3.837,60
Módulos fotovoltaicos de 615 Wp	1.248	1.872	6.240
Inversores de 330 kW	2	3	10
Etapas acumuladas	2	3	10
Superficie ocupada (m ²)	15.543	15.543	38.311
Generación estimada (kWh/año)	1.394.415	2.135.331	> 6.000.000

12.1.5 Hecho posterior al cierre — Comisionamiento

Con fecha **7 de julio de 2026**, inmediatamente después del cierre del **Ejercicio N.º 83**, se realizó el comisionamiento integral de las dos primeras etapas del Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo.

Durante esta instancia se efectuaron pruebas funcionales, eléctricas y operativas sobre los principales equipos e instalaciones, verificándose el funcionamiento del sistema de generación, protección, control y comunicaciones y su adecuada vinculación con la red de distribución de Media Tensión.

12.2 Generación Distribuida – Usuarios Generadores

La transición energética no se desarrolla exclusivamente mediante proyectos propios de la Cooperativa. En los últimos años se observa también una participación creciente de los asociados mediante instalaciones particulares de generación, principalmente de origen fotovoltaico.

La generación distribuida permite que un usuario produzca energía eléctrica en su propio inmueble, destinándola prioritariamente al autoconsumo y, cuando se encuentra habilitado para ello, inyectando a la red de distribución los excedentes de generación.

Dentro de este esquema se distingue al **Usuario Generador**, que dispone de una instalación habilitada para generar energía destinada a su propio consumo, del **Usuario Generador Prosumidor**, que además se encuentra autorizado para entregar sus excedentes a la red y recibir el reconocimiento económico correspondiente.

Al cierre del **Ejercicio N.º 83** se registran **35** (treinta y cinco) **Usuarios Generadores**, con una potencia total de acople de **781,5 kW**, de los cuales **28** (veintiocho) son **Usuarios Generadores Prosumidores**.

Los Prosumidores pasaron de 20 a 28 respecto del ejercicio anterior, representando un crecimiento del **40 %**, e inyectaron a la red durante el **Ejercicio N.º 83** unos **289.862 kWh** de energía. La Cooperativa reconoció económicamente a estos usuarios un total de **\$ 24.396.863,80** en concepto de energía inyectada conforme a valores y mecanismos establecidos en el Cuadro Tarifario vigente.



En los siguientes gráficos se presenta la evolución mensual del Ejercicio N.º 83 de la energía inyectada por los usuarios prosumidores y el costo total reconocido.



Todos los Usuarios Generadores registrados cuentan con medidores inteligentes bidireccionales, que permiten registrar independientemente la energía tomada desde la red y aquella entregada al sistema.

Al cierre del **Ejercicio N.º 83** se encuentran **7** (siete) **solicitudes** de Usuarios Generadores **“en trámite”**, correspondientes a una potencia adicional de acople de **84,5 kW**, evidenciando la continuidad del interés de los usuarios por incorporar sistemas de generación renovable.

12.2.1 Integración segura de la generación distribuida

El crecimiento de instalaciones particulares requiere que su incorporación se realice bajo criterios de seguridad eléctrica, cumplimiento normativo y compatibilidad con la red de distribución.

Una instalación de generación conectada a la red pública puede modificar las condiciones eléctricas del sistema, por lo que debe disponer de protecciones adecuadas y encontrarse correctamente identificada y registrada.

Particular importancia adquiere la desconexión automática ante la pérdida de tensión de la red, debido a que una fuente de generación que permaneciera energizada durante una intervención podría representar un riesgo para el personal operativo, terceros y las propias instalaciones.

La Cooperativa acompaña a los usuarios interesados mediante orientación sobre requisitos técnicos, documentación y procedimientos de habilitación.

La correcta identificación y normalización de las instalaciones existentes es uno de los desafíos que se profundizará durante el próximo ejercicio.

13. OBRAS E INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Las obras realizadas sobre la red constituyen la expresión física de la planificación del sistema.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se desarrollaron intervenciones destinadas a ampliar capacidad, mejorar las condiciones eléctricas y constructivas de las instalaciones, incrementar la seguridad, reducir pérdidas y acompañar el crecimiento de nuevos sectores.

13.1 Remodelación, Repotenciación y Construcción de SET de MT/BT



La Cooperativa continuó desarrollando el programa de construcción, remodelación y repotenciación de Subestaciones Transformadoras MT/BT, iniciado durante el período anterior.

Las intervenciones responden a necesidades detectadas mediante el análisis de las cargas, crecimiento de la demanda, nuevos suministros, relevamientos técnicos y evaluación del estado de las instalaciones.

Según cada caso, las obras permiten acercar la transformación a los centros de consumo, reducir la extensión de las redes de Baja Tensión, mejorar perfiles de tensión, redistribuir cargas, disminuir pérdidas técnicas, mejorar las condiciones de seguridad eléctrica, incrementar capacidad y reemplazar configuraciones antiguas por estructuras constructivamente más adecuadas y seguras.

13.1.1 Antecedentes – Ejercicio N.º 82

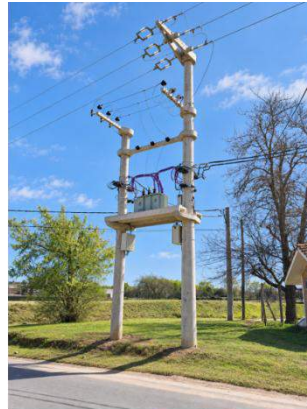
SET	Ubicación	Potencia (kVA)	Intervención	Estructura / configuración
264	Comechingones y Los Alerces, VGB	160	Construcción	Monoposte de H°A°
270	Corrientes y Venezuela, VGB.	160	Construcción	Biposte H°A°
269	Corrientes frente nuevo Hospital, VGB.	250	Construcción	Biposte H°A°
268	Los Cisnes e/Los Calafates y El Crespín, V. Castelar – VGB.	125	Construcción	Biposte H°A°
274	LagoTrafal y Lago Lacar, VGB.	160	Construcción	Biposte H°A°
4	Av. San Martín y LagoTrafal, VGB.	160	Construcción	Biposte H°A°
271	Lucio Mansilla y Estanislao del Campo, VGB	160	Construcción	Biposte H°A°
272	Lucio Mansilla y Ricardo Guiraldes, VGB	160	Construcción	Biposte H°A°
273	Salta y Chile, VGB	315	Construcción	Biposte H°A°
163	Cerro Áspero entre R.P. N.º 5 y Camino Provincial	63	Remodelación	Biposte madera → H°A°
128	Estancia Las Violetas, Villa Castelar - VGB	40	Remodelación	Biposte madera → H°A°
180	Chacras LasTintas, Villa Castelar- VGB	63	Remodelación	Biposte madera → H°A°
23	R.P. N.º 5 km. 82, VGB.	160	Remodelación	Biposte H°A°
37	Manuel Paguaga al 100, VGB.	125	Remodelación	Monoposte H°A° → Biposte H°A°
204	El Quebracho e/Los Fresnos y Arroyo La Toma, VGB.	315	Remodelación	Monoposte H°A° → Biposte H°A°
190	Los Manantiales, ingreso a loteo, VGB.	63	Repotenciación	Monoposte H°A°

13.1.2 Intervenciones – Ejercicio N.º 83

SET	Ubicación	Potencia (kVA)	Intervención	Estructura / configuración
S/N	El Coco y Av. Magnolias, VGB.	250	Construcción	Biposte H°A°
279	El Nogal (Hotel Calina), VGB.	100	Construcción	Monoposte H°A°
3	Av. El Mirador e/Río Grande y Río Espinillo, VGB.	125	Construcción y Reemplazo	Biposte de H°A°
15	Camino Provincial (J.A. Roca) y Famatina, VGB	160	Construcción y Reemplazo	Monoposte H°A° → Biposte H°A°
62	Estancia SantaTeresa, VGB.	100	Remodelación	Monoposte madera → H°A°

SET	Ubicación	Potencia (kVA)	Intervención	Estructura / configuración
278	Nueva Terminal Ómnibus sobre R.P. N.º 5, VGB	100	Construcción	Monoposte HºAº
22	Av. Argentina e/San Juan y Catamarca, VGB.	100	Construcción y Reemplazo	Biposte HºAº
13	Dr. Salky y Pasteur, VGB.	125	Construcción y Reemplazo	Biposte HºAº
2	Ruta Prov. 5 km. 78 (Altos de Belgrano), VGB	250	Construcción y Reemplazo	Biposte HºAº
12	Colombia y Uruguay, VGB.	160	Construcción y Reemplazo	Biposte HºAº
277	EE. UU. S/N.º, VGB.	160	Construcción	Biposte HºAº
280	Av. Ojo de Agua e/ Islas Malvinas y J. A. Roca, VGB.	315	Construcción y Reemplazo	Biposte HºAº
S/N	Plumerillo entre Camino Provincial y Tronador, VGB.	250	Construcción	Biposte HºAº
S/N	Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo	3.300	Construcción	Contenedor Metálico

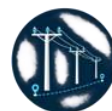
Se muestran imágenes de las nuevas SET MT/BT en el orden de la tabla, de arriba hacia abajo y de izquierda a derecha.





13.2 Ampliación y Remodelación de las Redes de Distribución de MT/BT

Durante el **Ejercicio N.º 83** se ejecutaron obras de ampliación, remodelación y adecuación sobre las redes de Media y Baja Tensión, destinadas a acompañar el crecimiento de la demanda y mejorar la capacidad operativa, seguridad y confiabilidad del sistema.



Las intervenciones comprendieron nuevos tramos de red, renovación de instalaciones, recambio de postación, adecuaciones sobre alimentadores, ampliaciones destinadas a nuevos suministros y mejoras orientadas a incrementar la capacidad de maniobra.

Las obras se definieron a partir de relevamientos técnicos, análisis de cargas, solicitudes de nuevos suministros y factibilidades y necesidades detectadas durante la operación y mantenimiento de la infraestructura.

Las obras ejecutadas persiguieron, según cada caso, distintos objetivos:

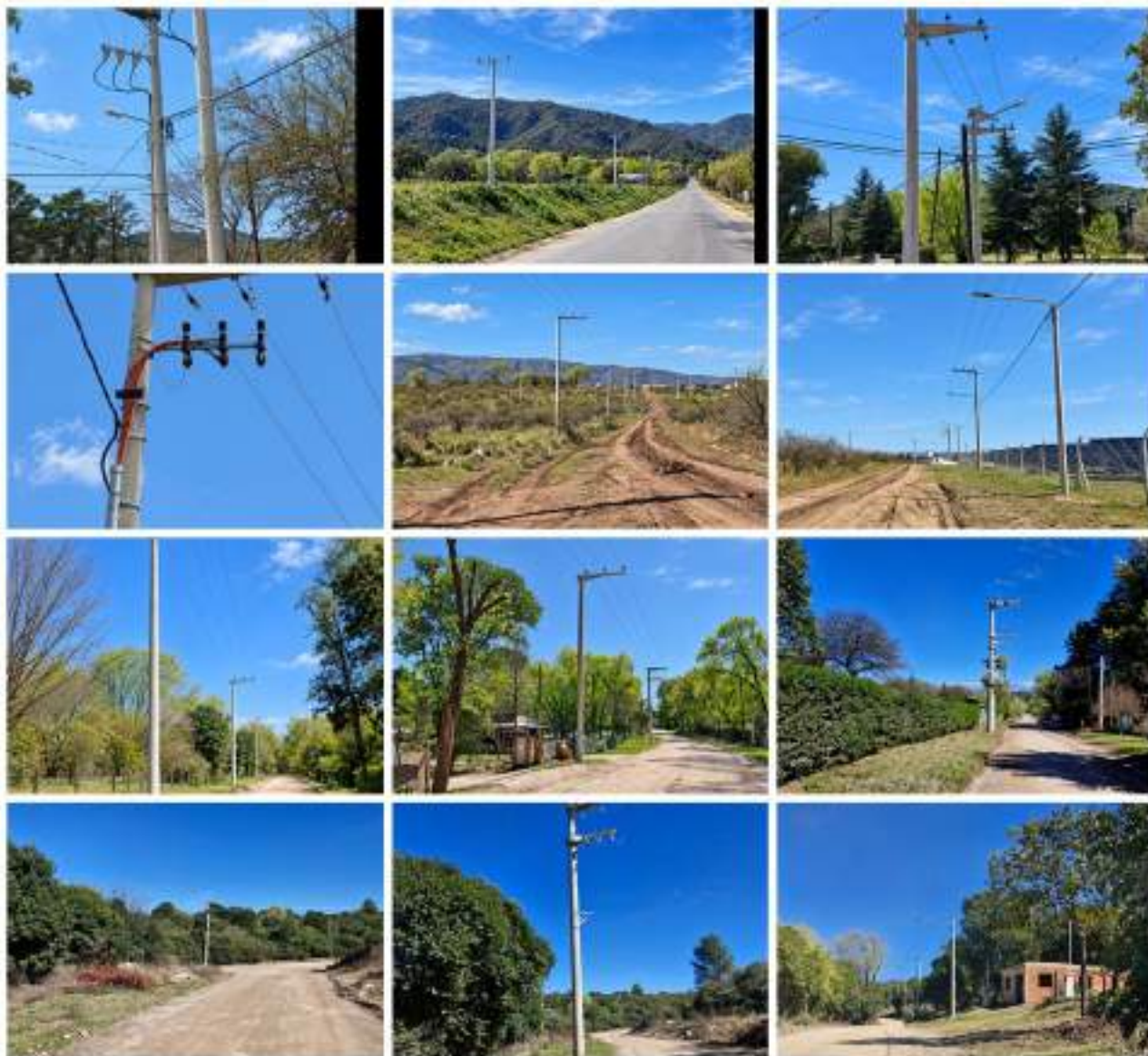
- acompañar el crecimiento urbano y de la demanda eléctrica;
- mejorar los niveles de tensión y la calidad del suministro;
- reducir la extensión o exigencia de determinados tramos de Baja Tensión;
- incrementar la capacidad de maniobra y seccionamiento de la red;
- renovar instalaciones con deterioro o configuraciones constructivas que requerían adecuación;
- mejorar las condiciones de seguridad eléctrica y seguridad en la vía pública;
- y preparar la infraestructura para futuras ampliaciones y nuevas cargas.

En este marco, durante el **Ejercicio N.º 83** se destacan la ejecución de las siguientes obras de ampliación y remodelación de redes MT/BT:

Proyecto	Nivel de Tensión	Tipo de intervención	Alcance de la obra	Objetivo
PO252S07	MT	Ampliación Remodelación Renovación	1.850 mts. de Línea Aérea de MT en AL 50mm ² . 250 mts. de Cable Subterráneo de MT 3x70mm ² . Cambio de postación madera por HºAº Recorrido: Desde ET El Prado hasta la intersección de Av. El Mirador y Av. San Martín, VGB	Crecimiento demanda, Calidad de Servicio, Renovación postación, Seguridad, y Seguridad Vía Pública.
PO252S16	MT	Ampliación	500 mts. Línea Aérea de MT en AL 50mm ² . 80 mts. de Cable Subterráneo de MT AL 3x1x185 mm ² . Recorrido: Zona Parque Solar	Inyección 13,2kV PSFVC

Proyecto	Nivel de Tensión	Tipo de intervención	Alcance de la obra	Objetivo
PO252S05	MT/BT	Ampliación	750 mts. de Línea Aérea de MT en AL. 50 mm ² . 1 SET MT/BT de 250 kVA biposte H°A°. 140 mts. de Línea Subterránea de BT 4x1x120 mm ² Cu. 20 mts. Línea Aérea de BT preensamblada 3x50/50 Recorrido: J.A. Roca e/Famatina y El Tulipán – Plumerillo e/J.A. Roca y casi Tronador, VGB.	Crecimiento demanda, Calidad de Servicio
PO252S08	MT/BT	Ampliación	370 mts. Línea Aérea de MT en AL. 50 mm ² . 370 mts. Línea Aérea de BT preensamblada 3x50/50 1 SET MT/BT de 160 kVA biposte H°A°. Recorrido: Calle EE. UU. y Av. Argentina	Crecimiento demanda, Calidad de Servicio
PO261S31	MT	Ampliación	100 mts. Línea Aérea de MT en AL. 50 mm ² . Recorrido: Los Manantiales y Av. Av. Argentina Cierre de anillo Alimentador N.º 2	Crecimiento demanda, Calidad de Servicio

Se muestran 3 imágenes de cada uno de los proyectos ejecutados en el orden de la tabla, de arriba hacia abajo y de izquierda a derecha.





13.3 Obras proyectadas para próximos ejercicios

Como parte de la planificación de la infraestructura eléctrica para los próximos períodos, durante el **Ejercicio N.º 83** la Cooperativa avanzó en la definición de un programa de obras destinado a acompañar el crecimiento de la demanda, fortalecer la capacidad de las redes, mejorar la calidad y confiabilidad del servicio y adecuar progresivamente la infraestructura a las necesidades presentes y futuras del área de concesión.

La planificación contempla intervenciones sobre las redes de Media y Baja Tensión, remodelaciones y extensiones de alimentadores, construcción y adecuación de Subestaciones Transformadoras, redistribución de redes de Baja Tensión, mejoras en los Parques de Rebaje y distintas actuaciones vinculadas con el Alumbrado Público.

Dentro de las obras de mayor alcance se encuentran la remodelación de sectores estratégicos de los Alimentadores N.º 1, N.º 2 y N.º 4 de 13,2 kV, la remodelación de infraestructura de 33 kV vinculada a los Parques de Rebaje El Prado y Villa Ciudad Parque, nuevas vinculaciones entre Subestaciones Transformadoras, ampliaciones de redes hacia sectores en crecimiento y diferentes proyectos de reorganización de las redes de distribución.

Asimismo, se proyectaron intervenciones en Baja Tensión, entre ellas la redistribución de anillos, remodelaciones de redes existentes, nuevos puntos de conexión y tareas de mantenimiento preventivo mediante poda en sectores donde la vegetación puede interferir con las instalaciones eléctricas.

El programa incorpora también importantes obras de Alumbrado Público coordinadas y planificadas con la Municipalidad de Villa General Belgrano, entre ellas mejoras sobre avenida El Mirador, plaza Villa La Gloria, y las distintas etapas de iluminación de la Costanera.

Esta planificación constituye una hoja de ruta para la expansión y modernización del sistema eléctrico, permitiendo priorizar inversiones, anticipar necesidades derivadas del crecimiento urbano y de la demanda, mejorar las condiciones operativas de las redes y continuar fortaleciendo la infraestructura sobre la cual se sustenta la prestación del servicio eléctrico.

Proyecto	Nivel de Tensión	Obra proyectada	Objetivo
PO26-14	MT	Corrimiento de LAMT 13,2 kV Alimentador 1, zona SET N.º 9	Seguridad Vía Pública
PO26-37	MT	Nueva SET MT/BT monoposte HºAº loteo Achirana	Crecimiento demanda
PO26-43	MT	Alimentador N.º 4 de 13,2kV, zona 4 Horizontes, recambio postes de madera por HºAº.	Renovación postación, Seguridad y Seguridad Vía Pública.
PO26-44	MT	Nueva LAMT 13,2 kV – Vinculación SET N.º 212 J. Kochmann e Islas Malvinas con – SET N.º 170 Paseo Los Troncos	Crecimiento demanda, Calidad de Servicio
PO26-46	BT	Redistribución de anillos de BT en varias SET MT/BT: SET N.º 270 (Corrientes y Venezuela) – SET N.º 273 (Chile y Salta) – SET N.º 12 (Uruguay y Colombia) – SET N.º 10 El Reposo (Corrientes y Neuquén)	Crecimiento demanda, Calidad de Servicio
PO26-62	MT	Remodelación Alimentador N.º 2 de 13,2 kV hacia Atos Pampa. Cambio de postes de madera x HºAº.	Calidad de Servicio, Renovación postación, Seguridad Vía Pública
PO26-72	BT	Mejora de iluminación sobre Av. El Mirador	Alumbrado Público
PO26-84	MT	Extensión Alimentador N.º 1 de 13,2 kV Recorrido: Camino Provincial desde Barrio Los Molles hasta V. Castelar (Av. Los Faisanes).	Crecimiento demanda, Calidad de Servicio
PO27-89	MT	Extensión Alimentador N.º 2 de 13,2 kV (Villa Cal) para vincular con Alimentador N.º 4 (Tierras del Sauce).	Crecimiento demanda, Calidad de Servicio

Proyecto	Nivel de Tensión	Obra proyectada	Objetivo
PO26-88	MT	Remodelación Alimentador N.º 2 tramo sobre Av. Argentina desde Manantiales hasta Capilla Vieja.	Crecimiento demanda, Calidad de Servicio, Seguridad Vía Pública
PO26-15	MT	Corrimiento de LAMT 13,2 kV Alimentador 1, zona AXION	Seguridad Vía Pública
PO26-27	BT	Extensión de red de BT y redistribución de cargas de la SET N.º 268 de Villa Castelar	Crecimiento demanda, Calidad de Servicio
PO26-35	MT	Remodelación Alimentador N.º 1. Cambio de postación. Recorrido: sobre Ruta Prov. 5 desde V. Castelar (Av. Los Faisanes) – Plumerillo).	Crecimiento demanda, Calidad de Servicio, Renovación postación, Seguridad Vía Pública
PO26-36	MT	Remodelación de la SET MT/BT N.º 5 Rivadavia	Crecimiento demanda, Calidad de Servicio, Seguridad Vía Pública
PO26-39	MT	Remodelación integral del Parque de Rebaje El Prado (partición de barra de 33 kV).	Crecimiento demanda, Calidad de Servicio
PO26-58	MT	LAMT 33 kV – Remodelación provisoria del Parque de Rebaje VCP	Crecimiento demanda, Calidad de Servicio
PO26-64	BT	Remodelación de la red de BT zona Barrio Oeste. Redistribución de cargas.	Calidad de Servicio
PO26-73	MT	Remodelación Alimentador N.º 2 de 13,2 kV zona Barrio Oeste. Recambio de postación de madera por HºAº.	Calidad de Servicio, Renovación postación, Seguridad y Seguridad Vía Pública
PO26-74	MT	Extensión Alimentador N.º 4 de 13,2 kV hacia Villa Cal. Construcción de nueva SET MT/BT.	Crecimiento demanda, Calidad de Servicio
PO26-87	BT	Nueva Iluminación Costanera, Etapas 1-2-3	Alumbrado Público

14. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La operación y el mantenimiento constituyen funciones esenciales para preservar la continuidad, confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico y complementar las inversiones realizadas sobre infraestructura y tecnología.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la gestión combinó la atención de contingencias con un desarrollo creciente de mantenimiento preventivo y predictivo, monitoreo, automatización y análisis de condición de los activos.

14.1 Continuidad del suministro eléctrico

La continuidad constituye uno de los principales indicadores asociados con la calidad del servicio de distribución.

A los efectos del seguimiento operativo, las interrupciones pueden clasificarse según su origen en programadas y no programadas o eventos forzados.



Cortes programados. Interrupciones planificadas con anticipación, necesarias para ejecutar mantenimientos preventivos, ampliaciones y mejoras de redes, incorporación o reemplazo de equipamiento, poda preventiva próxima a líneas eléctricas y otras intervenciones que requieren desenergizar temporalmente determinados sectores de la red. En estos casos, la Cooperativa comunica previamente a los usuarios alcanzados por la interrupción, informando el día, horario previsto, duración estimada y sector afectado, conforme procedimientos establecidos para este tipo de intervenciones.



Cortes no programados o eventos forzados. Interrupciones originadas de manera imprevista como consecuencia de fallas técnicas, averías de equipos o instalaciones, fenómenos meteorológicos, caída de árboles o ramas sobre las redes, accidentes, intervenciones de terceros, vandalismo u otras contingencias que pueden afectar el normal funcionamiento del sistema eléctrico. Por su propia naturaleza, estas interrupciones no admiten comunicación previa y su duración depende del tipo de falla, su localización, las posibilidades de maniobra de la red y el tiempo requerido para restablecer el servicio en condiciones seguras.

TIEMPOS TOTALES POR DISTRIBUIDORA		Ejercicio N.º 82		Ejercicio N.º 83	
		Cortes Programados	Cortes NO Programados	Cortes Programados	Cortes NO Programados
EPEC	LAAT 66 kV Reolin / LAMT 33 kV Los Molinos / LAMT 33 kV Interconexión Sta. Rosa / LMT 33 kV La Merced	125 minutos 02:05 horas	180 minutos 03:00 horas	30 minutos 00:30 horas	660 minutos 11:00 horas
Cooperativa	Alimentadores N.º 1 – 2 – 3 – 4 - VCP	735 minutos 12:15 horas	1.080 minutos 18:00 horas	700 minutos 11:40 horas	2.460 minutos 41:00 horas
TOTAL		860 minutos 14:20 horas	1.260 minutos 21:00 horas	730 minutos 12:10 horas	3.120 minutos 52:00 horas

Nota metodológica: los valores informados corresponden a la suma de las duraciones de apertura registradas sobre cada instalación o alimentador. En consecuencia, los totales expresados en minutos u horas constituyen duraciones acumuladas de eventos y no deben interpretarse como horas durante las cuales la totalidad de los usuarios permaneció sin suministro. Una interrupción puede afectar únicamente a determinados sectores de la red y, mediante maniobras operativas, parte de los suministros puede recuperar el servicio antes de la finalización total del evento.

La comparación interanual muestra una reducción de la duración acumulada de las interrupciones no programadas. Considerando conjuntamente las instalaciones de EPEC y los alimentadores propios de la Cooperativa, los **eventos forzados** pasaron de 860 minutos acumulados en el Ejercicio N.º 82 a **730 minutos** en el **Ejercicio N.º 83**, equivalente a una disminución de 130 minutos o 2 horas y 10 minutos, representando una mejora del **15,11 %**.

En las instalaciones pertenecientes a EPEC, la duración acumulada de eventos no programados pasó de 125 minutos a aproximadamente 30 minutos.

En los **alimentadores propios de la Cooperativa**, la reducción fue de 735 a **700 minutos**, equivalente a **35 minutos menos respecto del ejercicio anterior**. El detalle comparativo de ambos ejercicios es el que se detalla en tabla adjunta:

Distribuidora	Alimentador	Ejercicio N.º 82		Ejercicio N.º 83	
		Cortes NO Programados	Cortes Programados	Cortes NO Programados	Cortes Programados
Cooperativa	Alimentador Urbano 13,2 kV N.º 1	120 minutos	120 minutos	30 minutos	360 minutos
Cooperativa	Alimentador Urbano 13,2 kV N.º 2	0 minutos	120 minutos	10 minutos	600 minutos
Cooperativa	Alimentador Rural 13,2 kV N.º 2 – hacia Atos Pampa	150 minutos	180 minutos	300 minutos	600 minutos
Cooperativa	Alimentador Urbano 13,2 kV N.º 3	75 minutos	180 minutos	0 minutos	120 minutos
Cooperativa	Alimentador Urbano 13,2 kV N.º 4	60 minutos	120 minutos	60 minutos	360 minutos
Cooperativa	Alimentador Urbano 13,2 kV VCP	330 minutos	360 minutos	300 minutos	420 minutos
TOTAL		735 minutos 12:15 horas	1.080 minutos 18:00 horas	700 minutos 11:40 horas	2.460 minutos 41:00 horas

La comparación muestra una disminución de las interrupciones imprevistas y, simultáneamente, un incremento de las interrupciones programadas asociadas con la mayor ejecución de mantenimiento, ampliaciones y obras sobre la infraestructura.

La evolución fue diferente según cada sector de la red. Entre los resultados favorables se destaca el Alimentador Urbano N.º 1, que redujo la duración de los eventos no programados de 120 a 30 minutos, y el Alimentador Urbano N.º 3, que pasó de 75 minutos a no registrar interrupciones no programadas durante el Ejercicio N.º 83.

El alimentador de Villa Ciudad Parque también presentó una disminución, pasando de 330 a 300 minutos.

En sentido contrario, el Alimentador Rural N.º 2 hacia Atos Pampa incrementó la duración acumulada de interrupciones no programadas de 150 a 300 minutos, constituyendo uno de los sectores que requieren especial seguimiento desde el punto de vista de la continuidad del suministro. Es por ello que este registro nos permitió identificar el comportamiento específico del alimentador dentro de la red y orientar nuestras acciones de mantenimiento preventivo al mismo.

14.2 Reclamos Técnicos — Atención de la Guardia Operativa

La atención y resolución de reclamos técnicos constituye una función esencial de la Guardia Operativa y, al mismo tiempo, una fuente de información sobre el comportamiento del sistema.



Durante el **Ejercicio N.º 83** se registraron **1.553 reclamos e intervenciones técnicas**, frente a 2.281 durante el período anterior, representando una reducción de **728** actuaciones, equivalente al **31,9 %**.

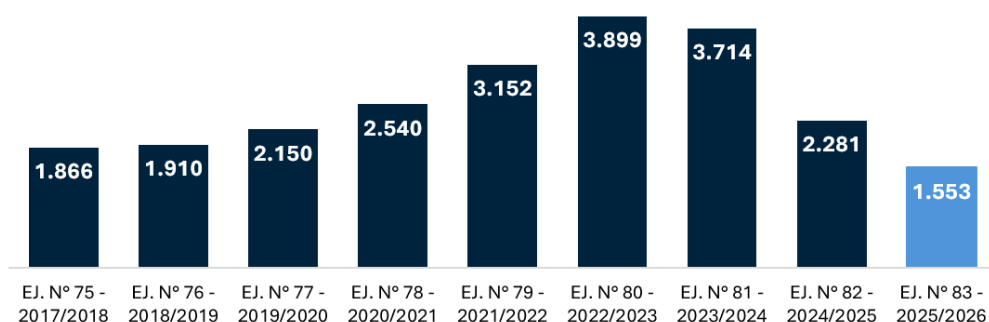
Las intervenciones realizadas permiten, además de resolver las contingencias que afectan a los usuarios, disponer de información sobre el comportamiento de las instalaciones, identificar fallas recurrentes y detectar sectores de la red que pueden requerir tareas de mantenimiento, adecuación, renovación o inversión.

La evolución registrada durante los últimos tres ejercicios fue la siguiente:

RECLAMOS	EJERCICIO N.º 81	EJERCICIO N.º 82	EJERCICIO N.º 83
Particulares y fusibles aéreos	3.015	1.663	858
Fusibles de Baja Tensión	103	45	23
Fusibles de Media Tensión 13,2 kV	104	83	12
Fusibles de Media Tensión 33 kV	18	2	3
Fusibles en SET	45	35	2
Reparación de Alumbrado Público	429	453	655
TOTAL	3.714	2.281	1.553

La serie histórica muestra además que, desde el máximo de 3.899 intervenciones registrado en el Ejercicio N.º 80, la cantidad anual se redujo aproximadamente un **60 %** hasta el cierre del **Ejercicio N.º 83**.

Evolución Reclamos Técnicos x Ejercicio



La evolución resulta especialmente significativa considerando que durante estos años continuaron aumentando la cantidad de suministros y las exigencias sobre el sistema eléctrico. Por ello, la disminución de las intervenciones constituye un indicador que debe ser analizado juntamente con las acciones desarrolladas en materia de mantenimiento de redes, renovación de infraestructura, medición inteligente, automatización, telemedición, protecciones y modernización tecnológica del sistema eléctrico.

Sin embargo, para una correcta interpretación de los resultados resulta conveniente diferenciar las intervenciones vinculadas directamente con suministros, redes y protecciones eléctricas de aquellas correspondientes al Alumbrado Público, dado que ambos grupos presentan comportamientos diferentes.

Excluyendo las reparaciones correspondientes al Alumbrado Público, las intervenciones técnicas vinculadas con suministros, redes y protecciones pasaron de 1.828 casos en el Ejercicio N.º 82 a **898** en el **Ejercicio N.º 83**. Esto representa una reducción de 930 intervenciones, equivalente aproximadamente al **50,9 %**.

La principal disminución se produjo en la categoría “Particulares y fusibles aéreos”, que pasó de 1.663 a 858 intervenciones, registrando una reducción de 805 casos, equivalente aproximadamente al **48,4 %**.

También se observaron reducciones significativas en otros componentes de la red:

- los fusibles de Baja Tensión disminuyeron de 45 a 23 intervenciones;
- los fusibles de Media Tensión de 13,2 kV pasaron de 83 a 12 intervenciones;
- las intervenciones sobre fusibles en Subestaciones Transformadoras disminuyeron de 35 a 2 casos.
- los fusibles de Media Tensión de 33 kV registraron 3 intervenciones, frente a 2 del período anterior, manteniéndose en valores absolutos reducidos.

A diferencia de las restantes categorías, durante el **Ejercicio N.º 83** se produjo un incremento en las intervenciones vinculadas con la reparación del Alumbrado Público. Estas actuaciones pasaron de 453 casos en

el Ejercicio N.º 82 a **655 en el Ejercicio N.º 83**, representando un aumento de 202 intervenciones, equivalente aproximadamente al 44,6 %.

Como consecuencia, las tareas relacionadas con Alumbrado Público adquirieron una mayor participación dentro del total de actuaciones realizadas por la Guardia durante el período.

15. MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO

Durante el **Ejercicio N.º 83** se continuó desarrollando un programa de mantenimiento preventivo y predictivo sobre instalaciones estratégicas, combinando ensayos eléctricos y químicos, inspecciones, termografía, mediciones de puesta a tierra, limpieza, ajustes y renovación de componentes.

Estas acciones permiten conocer mejor la condición de los activos, identificar anomalías antes de que evolucionen hacia fallas y programar las intervenciones en función de su criticidad.

La orientación general procura evolucionar progresivamente desde un mantenimiento predominantemente correctivo hacia un modelo basado en prevención, planificación y condición real de los activos.

15.1 Parques de Rebaje y Centros de Transformación

En el **Parque de Rebaje EL PRADO** se realizaron ensayos eléctricos y químicos sobre los 4 (cuatro) transformadores de 2,5 MVA, con el objetivo de verificar su condición y evolución. Como resultado de los análisis realizados sobre el **Transformador N.º 2** se detectó un valor elevado de acidez en el aceite aislante, procediéndose preventivamente al reemplazo de **1.200 litros de aceite** y así poder preservar las condiciones de aislación y contribuir a prolongar la vida útil del transformador.

Asimismo, se efectuaron controles, ensayos eléctricos y químicos y verificaciones generales sobre los transformadores de reserva, procurando mantenerlos en condiciones adecuadas de disponibilidad ante eventuales necesidades operativas.

En el **Parque de Rebaje MOLVENTO** se efectuaron tareas de limpieza, control y retorqueo de conexiones sobre las **celdas de Media Tensión** y sobre el **transformador seco de 3.000 kVA**.

También se realizaron tareas preventivas (control, retorqueo y limpieza) sobre los **centros compactos semienterrados** ubicados en el **loteo Molvento**.



Centros compactos MT/BT Loteo Molvento

15.2 Redes de Media y Baja Tensión

Durante el **Ejercicio N.º 83**, continuamos desarrollando las diferentes actividades del Plan de Mantenimiento Preventivo de las redes de Media Tensión y Baja Tensión, orientadas a identificar anticipadamente anomalías, reducir la probabilidad de fallas y mejorar la seguridad, confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico.

Las redes son relevadas periódicamente por el personal operativo para identificar deterioros, sobrecargas, conexiones deficientes, estructuras comprometidas, interferencias de vegetación, puntos calientes y otras condiciones que puedan afectar la operación.

Las anomalías detectadas son registradas y transformadas en Órdenes de Trabajo, que posteriormente son evaluadas y priorizadas según criticidad, complejidad, seguridad e impacto potencial sobre el servicio.

Este proceso permite que el mantenimiento se transforme también en una fuente de información para la planificación de futuras obras.

Cuando las características de los trabajos requieren desenergizar instalaciones, se programan las correspondientes interrupciones del servicio, procurando concentrar las tareas necesarias dentro de una misma ventana de intervención y reducir su impacto sobre los usuarios.

Dentro de las actividades más destacadas se identifican:

- el cambio de postación de madera de Media Tensión con presencia de tutores por poste de madera; como así también el recambio de postes de madera por hormigón armado. Ambas actividades sobre el alimentador N.º 2 desde Capilla Vieja hacia Atos Pampa.
- Mejoras constructivas por mantenimiento y seguridad en Subestaciones Transformadoras de MT/BT. Este punto se ve en otro apartado con más grado de detalle.



15.3 Medición de resistencia de Puesta a Tierra y Termografías

Durante el período se realizaron mediciones de resistencia de puesta a tierra (PAT) en las **20** (veinte) **principales Subestaciones Transformadoras MT/BT** y en los **Parques de Rebaje 33/13,2 kV**. Asimismo, se efectuaron mediciones sobre **10** (diez) **equipos eléctricos de 13,2 kV** instalados en la red de distribución, incluyendo seccionadores y reconectores.



Paralelamente se continuaron realizando estudios termográficos programados con frecuencia semestral sobre los Parques de Rebaje 33/13,2 kV, Subestaciones Transformadoras MT/BT y principales alimentadores de Media y Baja Tensión.



Ambas herramientas permiten detectar desviaciones o anomalías que no necesariamente son visibles durante una inspección convencional y programar intervenciones antes de que evolucionen hacia fallas.

Inspeccionar → Medir → Detectar → Priorizar → Intervenir

15.4 Poda preventiva y control de vegetación próxima a redes eléctricas

La presencia de vegetación próxima a las líneas eléctricas constituye un factor particularmente relevante dentro del área de prestación. Durante el **Ejercicio N.º 83** continuaron las tareas de poda preventiva y control de vegetación sobre sectores próximos a redes de 33 kV, 13,2 kV y Baja Tensión y en proximidad de Subestaciones Transformadoras.



Las intervenciones comprendieron sectores próximos a líneas de 33 kV, 13,2 kV y Baja Tensión, prestando especial atención a corredores con presencia significativa de arbolado y a sectores próximos a Subestaciones Transformadoras.

Las intervenciones procuran preservar las distancias de seguridad, evitar contactos o caída de ramas y disminuir la probabilidad de interrupciones, especialmente durante condiciones meteorológicas adversas.

Los restos vegetales generados durante las tareas son procesados mediante chipeado, facilitando su manejo y disposición.

La continuidad de este programa constituye una acción preventiva especialmente relevante en una zona caracterizada por una importante presencia de vegetación, contribuyendo a mantener distancias de seguridad, reducir fallas provocadas por contacto o caída de ramas y mejorar la confiabilidad de las redes eléctricas.

16. ALUMBRADO PÚBLICO

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la Cooperativa profundizó la modernización de la gestión del Alumbrado Público de Villa General Belgrano, evolucionando desde un esquema principalmente orientado a la atención de fallas hacia un modelo más integral, basado en operación, mantenimiento, planificación, renovación tecnológica, eficiencia y gestión de activos.

El servicio tiene una incidencia directa sobre la seguridad vial y peatonal, la utilización de los espacios públicos, la calidad urbana y la eficiencia energética.

"Un Alumbrado Público más eficiente y preparado para el crecimiento de la comunidad"



Uno de los principales hitos del período fue la suscripción de un nuevo **Contrato de Concesión del Servicio de Alumbrado Público** con la Municipalidad de Villa General Belgrano, con vigencia desde el **1 de enero de 2026** hasta el **31 de diciembre de 2027**.

El acuerdo establece un marco actualizado para la prestación y consolida a la Cooperativa como responsable de la gestión integral del servicio.

Su alcance comprende la provisión de energía eléctrica, operación y mantenimiento, atención de fallas y emergencias, ejecución de mejoras y ampliaciones, modernización tecnológica y demás prestaciones contempladas contractualmente.

La estrategia procura mejorar progresivamente la seguridad, eficiencia energética, confiabilidad y calidad del servicio, acompañando al mismo tiempo el crecimiento urbano y las nuevas necesidades del espacio público.

Iluminar → Mantener → Modernizar → Medir → Planificar

Durante el período se continuaron desarrollando las tareas necesarias para mantener en condiciones operativas la infraestructura de Alumbrado Público.

Las intervenciones comprendieron reparación y sustitución de componentes, revisión de luminarias y conexiones, mantenimiento de tableros e instalaciones asociadas, adecuaciones eléctricas y tareas vinculadas con vegetación cuando resultaron necesarias.

El nuevo modelo incorpora además criterios de mantenimiento preventivo, seguimiento de activos y tratamiento adecuado de los elementos retirados de servicio.

Durante el **Ejercicio N.º 83** continuó avanzándose en la renovación de la infraestructura mediante el reemplazo progresivo de luminarias de vapor de sodio por tecnología LED, junto con ampliaciones y nuevos puntos de iluminación.

Las principales intervenciones comprendieron:

Sector	Intervención
Ruta Provincial N.º 5	Recambio integral a LED 200 W entre Río Nilo y Aconcagua (aprox. 3,5 km).
Accesos y rotondas de Ruta Provincial N.º 5	Recambio integral a LED 120/200 W en rotondas de Ojo de Agua, Las Magnolias e ingreso Av. El Mirador.
Ruta Provincial S-271	Recambio integral a LED 200 W sobre Av. San Martín desde Av. Las Magnolias hasta acceso a Barrio 4 Horizontes (aprox. 2,3 km).
Plaza Cristo Grande	Recambio y nueva iluminación LED 120 W en acceso al Barrio Las Lagunitas y Plaza Cristo Grande.
Plaza Manuel Belgrano	Nueva iluminación LED 120 W.
Barrio Bertone	100 % Recambio integral a LED 200 W.
Barrio Villa Castelar	100 % Recambio integral a LED 120 W.
Barrio Villa La Gloria	100 % Recambio integral a LED 120 W.
Otros sectores	Refuerzo y ampliación de puntos de iluminación



Estas intervenciones acompañan el crecimiento urbano y permiten avanzar hacia un sistema con menor consumo energético, mayor vida útil y menores requerimientos de mantenimiento.

El nuevo modelo de gestión contempla asimismo el desarrollo de un Inventario Digital Georreferenciado de la infraestructura de Alumbrado Público.

La herramienta permitirá registrar la ubicación de los activos y asociar información relacionada con sus características técnicas e historial de mantenimiento.

Al cierre del **Ejercicio N.º 83**, la Cooperativa se encontraba trabajando en una herramienta específica destinada al relevamiento inicial.

Su implementación permitirá avanzar desde inventarios convencionales hacia una gestión patrimonial digital, facilitando la identificación de activos, planificación del mantenimiento, análisis territorial de fallas, programación de reemplazos y diseño de futuras ampliaciones.

Conocer qué equipos existen, dónde están y qué mantenimiento han recibido permite administrar el Alumbrado Público durante todo su ciclo de vida.

RESUMEN DE CIERRE: “Un sistema eléctrico preparado para el crecimiento y la transición energética”

La evolución de la demanda, las inversiones desarrolladas sobre infraestructura, la modernización de los sistemas de medición y operación, la incorporación de generación renovable y el fortalecimiento del mantenimiento forman parte de una misma estrategia: disponer de un sistema eléctrico capaz de acompañar de manera segura, eficiente y sostenible el crecimiento de la comunidad.

El **Ejercicio N.º 83** muestra una red que continúa expandiéndose físicamente y que, al mismo tiempo, incorpora nuevas capacidades digitales y energéticas. La infraestructura tradicional —redes, transformadores,

protecciones y alimentadores— se integra progresivamente con medición inteligente, comunicaciones, automatización, generación distribuida y generación renovable propia.

Generar → Distribuir → Medir → Automatizar → Mantener → Planificar

"Una infraestructura preparada para las necesidades de hoy y para los desafíos energéticos del futuro"



BLOQUE III — SOCIOS, USUARIOS Y SERVICIOS

La relación con los asociados y usuarios constituye una dimensión central de la gestión de la Cooperativa. La calidad de los servicios no depende únicamente de la infraestructura que los sostiene, sino también de la capacidad institucional para atender, informar, orientar, facturar correctamente, facilitar gestiones y acompañar las necesidades de quienes utilizan las prestaciones.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, este ámbito estuvo caracterizado por la reorganización de la Atención al Público, la adecuación de los procesos comerciales y de facturación, importantes cambios regulatorios y tarifarios, la implementación de beneficios económicos, la reorganización de los servicios de Telecomunicaciones y la modernización de EL SAUCE TV como medio institucional y comunitario.

Las acciones desarrolladas procuraron combinar la cercanía propia del modelo cooperativo con una gestión cada vez más integrada, accesible, eficiente y apoyada en nuevas herramientas tecnológicas.

“Servicios que evolucionan, manteniendo al asociado en el centro de la gestión.”

17. GESTIÓN COMERCIAL Y ATENCIÓN A SOCIOS Y USUARIOS

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la Cooperativa continuó avanzando en la reorganización y modernización de los procesos vinculados con la atención, gestión comercial, facturación, cobranza y resolución de requerimientos de socios y usuarios.

El período estuvo especialmente marcado por la centralización de consultas administrativas, comerciales y técnicas, el fortalecimiento de las capacidades del personal y la adecuación de numerosos procesos como consecuencia de cambios tarifarios, regulatorios y operativos.

El objetivo general fue simplificar los circuitos de atención y procurar que cada asociado encuentre una respuesta más clara y organizada, evitando derivaciones innecesarias entre diferentes sectores de la Cooperativa.

17.1 Reorganización y centralización de la Atención al Público



Uno de los principales cambios implementados durante el ejercicio fue la **centralización de las consultas administrativas, comerciales y técnicas en los boxes de Atención al Público**, estableciendo un único punto inicial de contacto para los asociados y usuarios.

Anteriormente, determinados requerimientos de naturaleza técnica debían ser canalizados directamente en las dependencias de Oficina Técnica y Redes, ubicadas en otro sector de la Cooperativa. El nuevo esquema permite que el usuario ya no necesite identificar previamente qué área debe resolver su consulta ni trasladarse entre diferentes oficinas.

Esta reorganización requirió fortalecer los conocimientos del personal de Atención al Público mediante capacitación en cuestiones técnicas y operativas, permitiendo resolver directamente una mayor cantidad de consultas y brindar una primera orientación adecuada ante requerimientos relacionados con el servicio eléctrico.

Aquellos casos que requieren estudios específicos —factibilidades, proyectos, ampliaciones de demanda, inspecciones, extensiones de redes u otras evaluaciones técnicas— continúan siendo derivados internamente a las áreas especializadas, pero mediante un circuito más organizado.

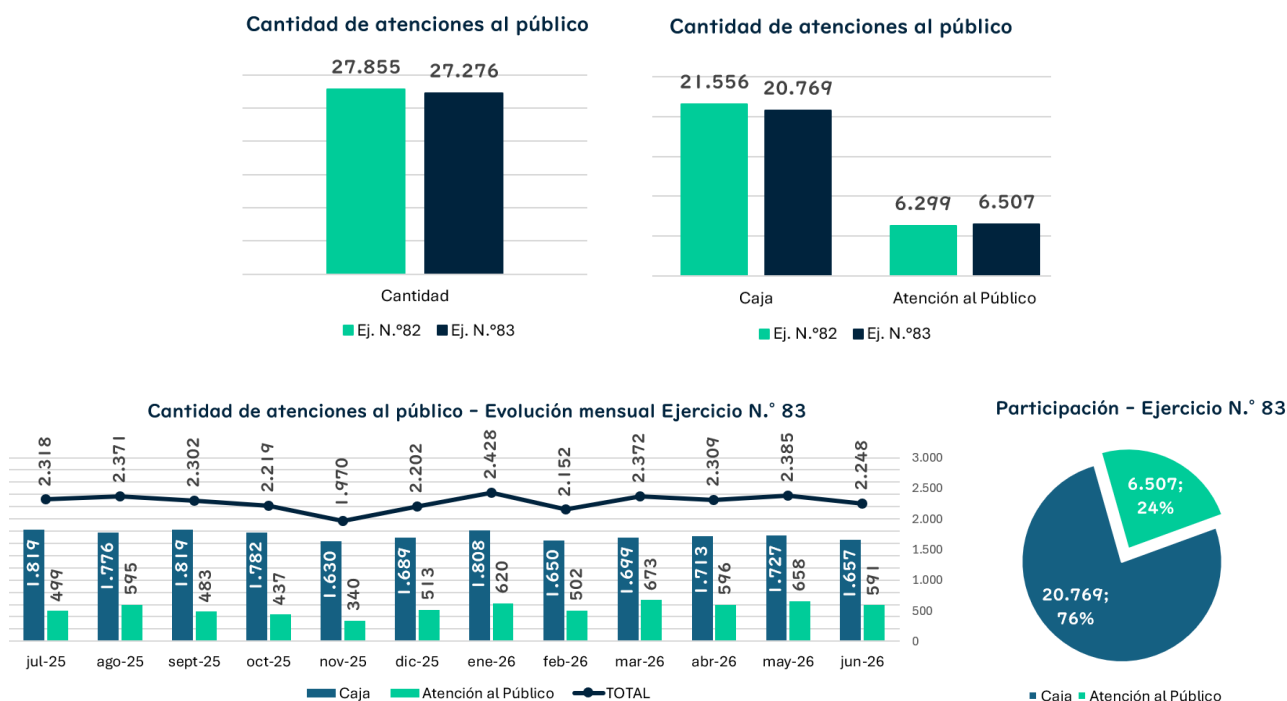
La centralización permite, al mismo tiempo, que el personal técnico concentre sus recursos en aquellas gestiones que efectivamente necesitan análisis especializado.

El asociado dispone de un único punto inicial de atención, mientras que las consultas que requieren intervención especializada son derivadas internamente sin necesidad de que el usuario recorra diferentes sectores de la Cooperativa.

17.1.1 Volumen, canales y organización de la atención

Durante el **Ejercicio N.º 83** se registraron **27.276 atenciones**, frente a 27.855 durante el ejercicio anterior, representando una variación interanual aproximada del **-2,1 %** y un volumen general de actividad prácticamente estable.

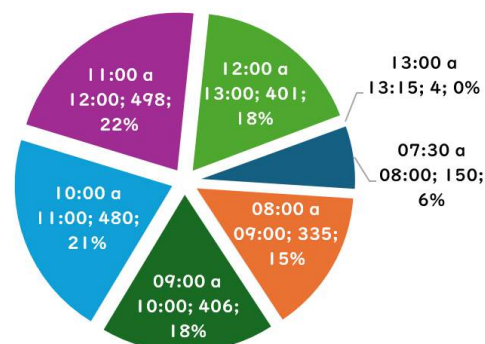
Dentro de este total, las operaciones correspondientes a **Caja** disminuyeron de 21.556 a **20.769**, mientras que las gestiones específicas de **Atención al Público** aumentaron de 6.299 a **6.507**, evolución que debe analizarse en el contexto de la ampliación de funciones asumida por el sector.



La atención presencial se desarrolla entre las 07:30 y las 13:15 horas, observándose la mayor concentración de usuarios entre las 09:00 y las 12:00, destacándose especialmente las franjas de 11:00 a 12:00, con el 22 % de las atenciones, y de 10:00 a 11:00, con el 21 %.

Esta información constituye una herramienta para adecuar la disponibilidad del personal a los períodos de mayor demanda.

Promedio de Atenciones x Horario - Ejercicio N.º 83



17.1.2 Turnero y Canales de Atención

El sistema de turnero continuó siendo la principal herramienta utilizada para organizar la atención presencial.

Durante el ejercicio se registraron **26.783 atenciones** mediante el turnero, junto con gestiones realizadas mediante otras herramientas habilitadas por la Cooperativa.

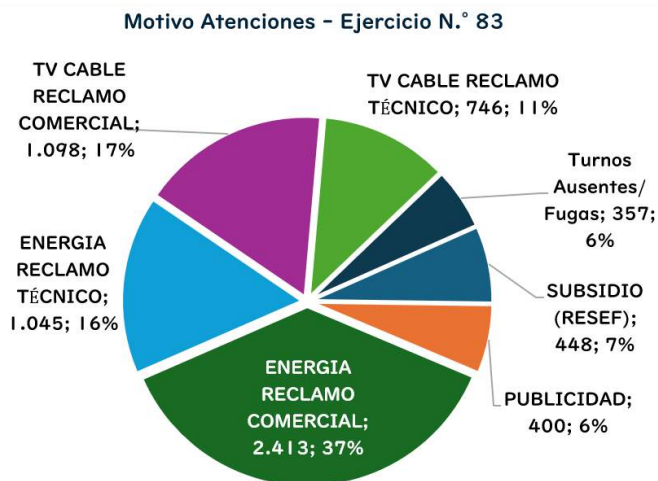
Paralelamente, se continuó promoviendo la reserva anticipada de turnos mediante la web, modalidad que permite al usuario seleccionar previamente el día y horario en que desea ser atendido.

Este sistema presenta una ventaja especialmente importante para el asociado: permite concurrir en un horario previamente asignado, reduciendo los tiempos de espera dentro del salón comercial.

El objetivo no es sustituir la atención personalizada, sino complementarla con herramientas que permitan organizar mejor la concurrencia y mejorar la experiencia de quienes necesitan realizar gestiones presenciales.

17.1.3 Principales motivos de atención

El análisis de las consultas permite conocer cuáles son los requerimientos que concentran mayor demanda y utilizar esta información para orientar acciones de capacitación, comunicación y mejora de procesos.



Durante el **Ejercicio N.º 83**, los reclamos comerciales vinculados con energía eléctrica constituyeron el principal motivo registrado, con **2.413 casos**. También tuvieron una participación relevante las consultas y reclamos vinculados con TV Cable, los requerimientos técnicos relacionados con energía y las gestiones correspondientes a subsidios energéticos.

La importante participación de las consultas vinculadas con energía eléctrica reafirma la necesidad de mantener una coordinación permanente entre Atención al Público, Facturación, Oficina Técnica y Redes, así como continuar fortaleciendo la capacitación del personal.

La significativa participación de consultas relacionadas con energía eléctrica reafirma la importancia de la capacitación técnica desarrollada para el personal y de la coordinación permanente entre Atención al Público, Facturación, Oficina Técnica y Redes.

17.1.4 Gestión de Caja y medios de pago



Durante el **Ejercicio N.º 83**, el sector de Caja registró **20.769 operaciones**, frente a 21.556 en el ejercicio anterior.

Su actividad comprendió la recepción de pagos, emisión de comprobantes, controles diarios, rendiciones y conciliaciones necesarias para garantizar la correcta registración de las operaciones.

Paralelamente, la Cooperativa continuó promoviendo alternativas de pago y herramientas que permitan resolver determinadas gestiones sin necesidad de concurrencia presencial.

La estrategia procura mantener disponibles los canales de atención tradicionales para quienes los requieren y, al mismo tiempo, ampliar progresivamente las alternativas de autogestión.

Facturación y adecuación de procesos comerciales

Durante el **Ejercicio N.º 83**, el proceso de facturación requirió una importante tarea de adecuación administrativa, normativa y tecnológica como consecuencia de los distintos cambios producidos durante el período.



Entre las principales acciones se encontraron la preparación para la implementación de la **Estructura Tarifaria Única —ETU—**, la adecuación a los nuevos mecanismos de subsidios energéticos, la aplicación de bonificaciones, las modificaciones sobre el Aporte de Capital y los correspondientes controles sobre las categorías y condiciones de los suministros.

La adaptación a la ETU implicó analizar las disposiciones regulatorias, revisar categorías y cargos, efectuar las parametrizaciones correspondientes en los sistemas de gestión y realizar pruebas y controles previos a su aplicación.

Asimismo, se efectuaron adecuaciones derivadas de las modificaciones en los regímenes nacionales de **subsidios energéticos**, incluyendo la transición del **RASE** (Registro de Acceso a los Subsidios Energéticos) al **RESEF** (Registro Subsidios Energéticos Focalizados), los nuevos criterios de segmentación y la correcta identificación de los usuarios alcanzados por los distintos beneficios

A estas modificaciones se sumaron las **bonificaciones** sobre el **consumo de energía eléctrica** y los cambios aplicados a la **Tasa de Aporte de Capital**, medidas que también requirieron ajustes en los procesos de facturación, controles específicos y verificación de su correcta aplicación. Sus alcances y resultados se desarrollan en el capítulo correspondiente de la presente Memoria.



El Área de Facturación tuvo asimismo una participación significativa en el proceso de reorganización de los servicios de Telecomunicaciones. La migración progresiva de abonados de Villa Ciudad Parque a **ITC Comunicaciones IP S.A.** requirió actualizar bases comerciales, realizar altas, bajas y modificaciones y controlar las fechas efectivas de transferencia de cada servicio.

Cuando una migración se producía dentro de un período ya iniciado, el criterio aplicado consistió en facturar únicamente el lapso durante el cual el servicio permaneció efectivamente bajo responsabilidad de la Cooperativa.

Estas tareas requirieron una coordinación permanente entre Facturación, Atención al Público, Comercial, Sistemas y Telecomunicaciones, procurando evitar duplicaciones e inconsistencias y garantizar una transición ordenada para los usuarios.

Paralelamente, durante el ejercicio se continuaron realizando tareas de control de lecturas y consumos, actualización de datos de suministros, administración de categorías tarifarias, aplicación de beneficios y revisión de inconsistencias, procurando asegurar la correcta emisión de las facturas.

La correcta facturación requiere que los cambios regulatorios, beneficios y movimientos de usuarios se encuentren adecuadamente reflejados en los sistemas comerciales.

17.1.5 Gestión de Cobranzas y regularización de deudas

Durante el **Ejercicio N.º 83** se continuó desarrollando una gestión escalonada de cobranzas orientada a recuperar créditos pendientes y, al mismo tiempo, facilitar alternativas de regularización para los asociados y usuarios.

La metodología procura priorizar inicialmente la comunicación y regularización voluntaria. Cuando existe voluntad de cumplimiento, se analizan alternativas de financiación y se formalizan convenios de pago de acuerdo con las condiciones aplicables.

Cuando no resulta posible alcanzar una regularización mediante las instancias administrativas, puede evaluarse la intervención del área legal. La calificación como incobrable queda reservada para aquellas situaciones en las que se hayan agotado razonablemente las alternativas disponibles.

Durante el período se trabajó también en la mejora de las condiciones financieras de distintos planes y operatorias, procurando que los costos asociados a la financiación no representen una barrera adicional para quienes manifiestan voluntad de regularizar sus obligaciones.

Comunicar → Ofrecer Alternativas → Convenir → Seguir → Gestión Legal
→ Incobrables

La gestión de cobranzas debe proteger los recursos de la Cooperativa sin perder la posibilidad de encontrar alternativas de regularización para el asociado.

17.1.6 Simplificación de trámites y gestiones

Durante el período se desarrollaron distintas medidas orientadas a simplificar gestiones y reducir tiempos administrativos.

Entre ellas se encuentran la **reorganización de vencimientos**, la utilización de **turnos web**, las alternativas de **financiación**, la progresiva incorporación de **herramientas digitales** y la estandarización de determinados procedimientos.

Particularmente, se avanzó en el establecimiento de **Tasas de Conexión** predefinidas para extensiones menores a 40 metros, reduciendo la necesidad de elaborar presupuestos individuales para determinados trabajos y procurando aplicar criterios homogéneos y transparentes.

La expansión de la **medición inteligente** aporta además nuevas herramientas a la gestión comercial, permitiendo realizar lecturas y determinadas operaciones remotas sobre los suministros —como cortes y rehabilitaciones— sin necesidad de intervención presencial en el domicilio.

En conjunto, estas acciones permitieron avanzar hacia una gestión más ágil, accesible y trazable, combinando atención personalizada, herramientas digitales y modernización de los procesos internos.

17.1.7 Una gestión centrada en el asociado

Los cambios desarrollados durante el **Ejercicio N.º 83** responden a una orientación común: procurar que la organización interna y las nuevas tecnologías se traduzcan en una relación más simple, cercana y resolutive con los asociados y usuarios.

La centralización de consultas, la capacitación del personal, la reserva anticipada de turnos y la progresiva digitalización de determinados procesos constituyen herramientas complementarias.

La estrategia no busca reemplazar el vínculo humano característico de la Cooperativa, sino aprovechar la tecnología para evitar esperas, simplificar trámites y disponer de más información, preservando al mismo tiempo la posibilidad de una atención personalizada cuando resulte necesaria.

De esta manera, la Cooperativa procura avanzar hacia un modelo de gestión en el cual la innovación y la eficiencia estén al servicio de una mejor experiencia para quienes utilizan sus servicios.

Atender → Orientar → Resolver → Simplificar

“Una gestión comercial cercana al asociado, apoyada en mejores procesos y nuevas herramientas.”

18. TARIFAS, SUBSIDIOS Y BENEFICIOS PARA LOS ASOCIADOS

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la gestión tarifaria adquirió especial relevancia en un contexto caracterizado por modificaciones regulatorias, cambios en los mecanismos nacionales de subsidios y variaciones en los costos relacionados con la prestación del servicio eléctrico.

Frente a este escenario, la Cooperativa procuró compatibilizar dos objetivos:

mantener la sostenibilidad económica y financiera del servicio, indispensable para garantizar continuidad, calidad e inversión,

desarrollar medidas concretas destinadas a acompañar a los asociados y usuarios dentro de las posibilidades institucionales, procurando reducir el impacto de los costos energéticos y facilitar el cumplimiento de sus obligaciones.

Las principales acciones comprendieron la adecuación a la **Estructura Tarifaria Única —ETU—**, la implementación del régimen de **Subsidios Energéticos Focalizados —SEF—**, la reducción del **Aporte de Capital, bonificaciones** sobre el costo de la energía, beneficios específicos para Grandes Consumidores y facilidades financieras y de pago.

18.1 Adecuación del Cuadro Tarifario a la Estructura Tarifaria Única – ETU

Uno de los principales procesos regulatorios del período fue la adecuación del Cuadro Tarifario de la Cooperativa a la **Estructura Tarifaria Única —ETU—** establecida para las distribuidoras cooperativas de la Provincia de Córdoba conforme Resolución General ERSeP N.º 80/2023.



<https://ersep.cba.gov.ar/r-g-n80-y-anexos-tarifas-aplicables-a-usuarios-dispersos-remotos-sin-acceso-a-la-red-de-distribucion-electrica-y-estructura-tarifaria-unica-aplicable-por-las-cooperativas-del-servicio-electrico/>

El proceso se inició formalmente mediante la presentación realizada ante ERSeP el 12 de diciembre de 2025, solicitándose la modificación de la estructura tarifaria vigente y su adecuación al nuevo régimen.

La tramitación se desarrolló dentro del Expediente N.º 0521-088589/2025, trámite N.º 189863 011 160 825, C.I. N.º 13185/2025, presentándose la estructura tarifaria correspondiente conforme a los parámetros y definiciones establecidos por la Resolución General ERSeP N.º 80/2023.

La adecuación implicó revisar y reorganizar las categorías de usuarios considerando modalidades de suministro, niveles de tensión, demandas de potencia y características particulares de consumo (estacionalidad). Posteriormente, ERSeP aprobó la nueva estructura tomando como referencia los valores vigentes al **1 de abril de 2026**.

Durante **junio de 2026** se inició el proceso de implementación y recategorización de los suministros. Las tareas continuaron durante julio de 2026, ya con posterioridad al cierre del Ejercicio N.º 83, y proseguirán durante el segundo semestre de 2026, avanzando progresivamente en la adecuación de los usuarios a las categorías correspondientes.

La implementación de la ETU representa no solamente un cambio tarifario, sino un proceso de ordenamiento regulatorio y comercial, mediante el cual la estructura de la Cooperativa se alinea con el régimen común establecido para las distribuidoras cooperativas provinciales.

El **Cuadro Tarifario** correspondiente a **junio de 2026**, vigente al cierre del **Ejercicio N.º 83**, se incorpora como **ANEXO 1** de la presente Memoria.

La implementación de la ETU constituye, por lo tanto, mucho más que una modificación de valores. Representa un proceso de regularización regulatoria, ordenamiento comercial y fortalecimiento institucional, alineando la

estructura tarifaria de la Cooperativa con el marco común previsto para las distribuidoras cooperativas de energía eléctrica de la Provincia de Córdoba.

18.2 Una estructura adaptada a la estacionalidad de nuestra región

Una de las particularidades consideradas dentro del nuevo esquema es la marcada estacionalidad que caracteriza a Villa General Belgrano y su zona de influencia.

La dinámica turística produce importantes variaciones de ocupación y consumo a lo largo del año. Por este motivo, la nueva estructura permite identificar categorías específicas para suministros cuyo comportamiento presenta diferencias significativas entre temporadas.

Este esquema permite distinguir aquellos inmuebles cuyo patrón de consumo no responde al de una residencia o actividad comercial de utilización permanente.

La nueva estructura también dejó atrás, para las categorías correspondientes, el anterior esquema basado en la facturación de un **consumo mínimo de 40 kWh**, avanzando hacia una modalidad asociada con los consumos efectivamente registrados y las características de cada suministro.

La estructura tarifaria puede reconocer mejor las particularidades de una región donde numerosos suministros presentan importantes variaciones estacionales de utilización.

También fueron actualizados y ordenados los cargos relacionados con conexiones, suspensión y reconexión, movilidad, inspecciones, trámites administrativos, cambios de titularidad y demás tasas vinculadas con la prestación del servicio, procurando establecer criterios uniformes para su determinación.

18.3 Subsidios Energéticos Focalizados – SEF

Durante el **Ejercicio N.º 83** se produjo una modificación relevante en el régimen nacional de subsidios a la energía eléctrica.

La Cooperativa aplica en sus procesos de facturación el **Régimen de Subsidios Energéticos Focalizados — SEF—**, sobre la base de la información oficial suministrada por la Secretaría de Energía mediante el **Registro de Subsidios Energéticos Focalizados —ReSEF—**, incorporándose automáticamente en la facturación la condición informada para cada suministro.



<https://subsidios-energia.argentina.gob.ar/>

Resulta importante aclarar que la Cooperativa no determina qué usuario resulta beneficiario del subsidio ni establece las condiciones de elegibilidad. Su responsabilidad consiste en recibir la información oficial suministrada por la autoridad competente (ERSeP) y aplicar correctamente en la facturación la condición y los beneficios que correspondan.

Durante el período, el Área de Facturación debió adecuar procedimientos y sistemas de facturación, incluyendo la transición desde el anterior Registro de Acceso a los Subsidios a la Energía — **RASE** — hacia el nuevo esquema **ReSEF**, así como los correspondientes criterios de segmentación y determinación de los beneficios.

Este proceso requirió análisis normativo, parametrización de los sistemas, controles y coordinación entre las áreas comerciales, administrativas y de sistemas de la Cooperativa.

Como información adicional para el asociado, el nuevo régimen establece límites de energía sobre las cuales se aplica el beneficio del **Subsidio Energético Focalizado**.

De acuerdo con el Cuadro Tarifario incorporado a la documentación de la Cooperativa, para los usuarios residenciales beneficiarios del **SEF** se contemplan, con carácter general:

Período	Consumo alcanzado por SEF
Enero, febrero, mayo, junio, julio, agosto y diciembre	Primeros 300 kWh/mes
Marzo, abril, septiembre, octubre y noviembre	Primeros 150 kWh/mes

Los consumos que exceden esos límites se facturan de acuerdo con el valor correspondiente sin dicho beneficio. Este mecanismo hace necesario que los usuarios comprendan que encontrarse incorporados al régimen SEF no necesariamente implica que la totalidad de su consumo mensual se encuentre subsidiada.

La Cooperativa continuará acompañando a los asociados mediante la información y orientación necesarias para facilitar la comprensión de estas modificaciones regulatorias.

18.4 Beneficios implementados por la Cooperativa

Además de aplicar los mecanismos de subsidios definidos por los organismos correspondientes, durante el **Ejercicio N.º 83** la Cooperativa implementó medidas propias destinadas a generar beneficios económicos para asociados y usuarios.

Esta distinción debe quedar muy clara:

- **SEF** = beneficio proveniente de la política nacional.
- **Bonificaciones, Aporte de Capital y demás medidas** = decisiones adoptadas por la propia Cooperativa.

18.5 Reducción progresiva del Aporte de Capital

Durante el **Ejercicio N.º 83** se desarrolló una política de reducción progresiva de la **Tasa de Aporte de Capital**, procurando disminuir su incidencia sobre el importe final abonado por los usuarios y compatibilizar esta decisión con las necesidades de inversión y capitalización institucional.

La reducción se produjo gradualmente en las diferentes categorías hasta que, durante **marzo, abril y mayo de 2026**, se estableció transitoriamente una **tasa del 0 %** para los usuarios residenciales, combinados y comerciales comprendidos dentro de las condiciones establecidas (consumos menores a 10.000 kWh/mes); mientras que los grandes consumos mantuvieron una tasa del **8 %**. Esta decisión fue tomada sin perder de vista la sustentabilidad económica y las necesidades futuras de inversión de la Cooperativa.

Posteriormente las tasas retornaron a los valores definidos dentro del esquema vigente.

El Aporte de Capital constituye una herramienta de capitalización propia de la Cooperativa destinada a contribuir al financiamiento de infraestructura, equipamiento y modernización. Por ello, cualquier reducción requiere mantener un equilibrio entre el beneficio inmediato para el asociado y las necesidades futuras de inversión de la organización.



18.6 Bonificaciones sobre el costo de la energía

Otra de las medidas relevantes implementadas durante el **Ejercicio N.º 83** fue el otorgamiento de bonificaciones extraordinarias sobre el costo de la energía eléctrica, con el objetivo de reducir su incidencia sobre las facturas de los usuarios alcanzados.

Durante los meses de **abril, mayo y junio de 2026**, la Cooperativa aplicó bonificaciones extraordinarias sobre el costo de la energía eléctrica (kWh) de los usuarios residenciales, combinados y comerciales, de acuerdo con el siguiente esquema.

Categoría / Condición		Bonificación abril-mayo-junio 2026
 Residencial hasta 120 kWh/mes		10 %
 Residencial superior a 120 kWh/mes		8 %
 Combinado y Comercial inferior a 10.000 kWh/mes		8 %

La medida constituyó un beneficio adicional otorgado por la propia Cooperativa, orientado a acompañar a los asociados durante un período caracterizado por importantes modificaciones en el contexto tarifario.

A partir de **octubre de 2025** se implementó un esquema específico de bonificaciones destinado a los **Grandes Consumidores (consumos superiores a 10.000 kWh/mes)**, procurando reducir la incidencia del costo de la energía en actividades productivas, comerciales y de servicios con consumos elevados.

La bonificación fue establecida bajo un criterio progresivo, comenzando en 8,10 % para determinados rangos superiores a 10.000 kWh mensuales y alcanzando hasta 22 % para consumos superiores a 90.000 kWh mensuales. La medida fue concebida con carácter transitorio y se mantendrá vigente hasta que se haga efectiva la recategorización de estos suministros conforme a la nueva Categoría T.3 —Tarifa 3— prevista en el marco de la Estructura Tarifaria Única (ETU). La medida procura acompañar a actividades para las cuales la energía representa un componente significativo de sus costos operativos, especialmente en una economía local con fuerte participación comercial, gastronómica, hotelera y turística.

Con posterioridad al cierre del **Ejercicio N.º 83**, la Cooperativa resolvió dar continuidad a esta política de bonificaciones, adaptándola a las nuevas categorías tarifarias vigentes surgidas de la implementación de la ETU. Es por ello que durante **julio, agosto y septiembre de 2026**, meses correspondientes al inicio del Ejercicio N.º 84, se mantuvieron las bonificaciones sobre el costo del kWh de energía, incorporándose una diferenciación entre los suministros estacionales y no estacionales conforme al nuevo esquema tarifario.

Categoría / Condición		Bonificación julio-agosto 2026
 Residencial ESTACIONAL - Tarifa 1.3		10 %
 Comercial ESTACIONAL (General) – Tarifa 2.2		10 %
 Residencial - Tarifa 1.1		8 %
 Combinado - Tarifa 1.2		8 %
 Comercial (General) – Tarifa 2.1		8 %

La adecuación realizada permitió mantener el beneficio y, al mismo tiempo, acompañar la implementación de la nueva estructura tarifaria, otorgando una bonificación diferencial a las categorías estacionales.

Resumiendo:

Concepto	Ejercicio N.º 83	Ejercicio N.º 84 (JUL-SEP 2026)	TOTALES
\$Total, Bonificaciones realizadas	\$ 443.098.702	\$ 361.813.778	\$ 804.912.480

El importe bonificado durante el **Ejercicio N.º 83** igual a **\$ 443.098.702** representa aproximadamente el **10,25 %** del total de la facturación (importe neto) de compra de energía a la EPEC durante el periodo mencionado y un **8%** respecto de la facturación total EPEC (neto consumo más impuestos).

18.7 Reducción de costos financieros

Durante el **Ejercicio N.º 83** se dispuso también una **reducción de las tasas de interés** aplicadas a determinadas operatorias de financiación, planes de pago y regularización de deudas.

La medida procuró facilitar el cumplimiento de las obligaciones y priorizar mecanismos de regularización voluntaria antes de avanzar hacia instancias de mayor complejidad.

Paralelamente, se efectuó una reprogramación de las fechas de vencimiento de las facturas, otorgando mayores márgenes para organizar los pagos.

Estas medidas se integraron con los restantes mecanismos comerciales y financieros desarrollados durante el ejercicio.

18.8 Reprogramación de vencimientos y facilitación de pagos

Otra de las medidas adoptadas durante el **Ejercicio N.º 83** fue la **reprogramación de las fechas de vencimiento de las facturas**, procurando ampliar los márgenes disponibles para que los usuarios puedan organizar el cumplimiento de sus obligaciones.

La medida formó parte de un conjunto más amplio de acciones comerciales y administrativas que comprendió también beneficios vinculados con la utilización de canales digitales, mejoras en las alternativas de financiación y regularización de deuda y mayor flexibilidad en los mecanismos de atención.

La propia evaluación estratégica del ejercicio identifica expresamente el corrimiento transitorio de vencimientos, la reducción progresiva del Aporte de Capital y los beneficios sobre el costo de la energía entre las principales medidas implementadas para mitigar el impacto del contexto tarifario sobre los asociados.

18.9 Una política orientada al asociado

La política desarrollada durante el **Ejercicio N.º 83** procuró diferenciar claramente aquellas decisiones derivadas del marco regulatorio y nacional de aquellas medidas adoptadas directamente por la Cooperativa.

Mientras la implementación de la ETU y del régimen de subsidios requirió adaptar los sistemas a nuevas disposiciones, la reducción del Aporte de Capital, las bonificaciones sobre el costo de la energía, los beneficios a Grandes Consumidores y las facilidades financieras constituyeron herramientas utilizadas dentro del ámbito de decisión institucional.

Estas medidas debieron compatibilizarse con la necesidad de conservar los recursos necesarios para operar y mantener la infraestructura, ejecutar obras, incorporar tecnología y atender el crecimiento de la demanda.

El objetivo fue procurar un equilibrio entre acompañamiento al asociado y sostenibilidad del servicio, entendiendo que ambas dimensiones deben coexistir dentro de una organización cooperativa.

Regularizar → Informar → Acompañar → Beneficiar

“Una política tarifaria responsable, sostenible y orientada a nuestros asociados”

19. TELECOMUNICACIONES — REORGANIZACIÓN, CESIÓN Y CONTINUIDAD DE LOS SERVICIOS

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la Cooperativa llevó adelante uno de los procesos de reorganización más significativos de los últimos años en materia de Telecomunicaciones, redefiniendo progresivamente el modelo mediante el cual continuará participando en este sector.

La cesión del servicio de Internet de Villa Ciudad Parque constituye una decisión que excede la transferencia de una cartera de usuarios.

La decisión respondió a la evolución tecnológica de los servicios de conectividad, la necesidad permanente de nuevas inversiones, las condiciones competitivas del mercado y, fundamentalmente, a la conveniencia de concentrar capacidades técnicas, económicas y operativas en las actividades consideradas estratégicas para el futuro de la Cooperativa, particularmente la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica.

El proceso no implicó simplemente discontinuar una prestación. Fue estructurado procurando garantizar la continuidad de los servicios, preservar infraestructura estratégica, capitalizar inversiones realizadas durante años y mantener bajo propiedad cooperativa activos con utilidad actual o futura.

En consecuencia, el acuerdo representa una estrategia de optimización de activos, generación de recursos, reducción de necesidades futuras de inversión y reasignación de capacidades institucionales.

Como resultado de este proceso, el **16 de enero de 2026** se formalizó un **Acuerdo de Cesión del Servicio de Internet** con **ITC Comunicaciones IP S.A.**



<https://www.itc.com.ar>

Empresa en soluciones de telecomunicaciones con más de 30 años de experiencia en el sector que proporciona servicios de Internet, Televisión y Soluciones de Telecomunicaciones integrales.

“De operador directo de determinados servicios a propietario y administrador de infraestructura estratégica.”

El objetivo planteado de la reorganización fue establecer un esquema que permitiera simultáneamente:

- garantizar la continuidad de los servicios a los usuarios;
- preservar el patrimonio y la infraestructura estratégica de la Cooperativa;
- capitalizar inversiones efectuadas durante años;
- generar ingresos por cesión y utilización de infraestructura;
- reducir la necesidad de futuras inversiones directas en un mercado altamente dinámico;

- aprovechar redes de fibra óptica para aplicaciones propias del sistema eléctrico;
- y concentrar progresivamente los recursos humanos, técnicos y financieros de la institución en sus principales actividades estratégicas.

De esta manera, el acuerdo fue concebido como una decisión de optimización de activos y reasignación de recursos, y no únicamente como una transferencia comercial.

19.1 Alcance del Acuerdo de Cesión del Servicio de Internet

La operación comprendió activos, derechos, infraestructura y usuarios vinculados principalmente con el servicio de Internet de Villa Ciudad Parque, estableciéndose de manera específica qué elementos formaban parte de la cesión y cuáles continuarían bajo propiedad de la Cooperativa, junto con activos de la infraestructura vinculada con Villa General Belgrano.

La operación fue estructurada procurando garantizar la continuidad de los servicios y, al mismo tiempo, preservar aquellos activos considerados estratégicos para la Cooperativa. En este sentido, la cesión no implicó una transferencia general de toda la infraestructura de Telecomunicaciones existente, sino que estableció específicamente los bienes, derechos, usuarios e instalaciones comprendidos, así como aquellos activos que permanecen bajo propiedad cooperativa.

Entre los principales componentes se encuentran:

- la infraestructura FTTH —Fiber To The Home— de Villa Ciudad Parque y los derechos vinculados con su utilización, y todos sus abonados al servicio;
- la migración progresiva de los usuarios conectados mediante tecnología HFC —Hybrid Fiber Coaxial— de Internet de Villa Ciudad Parque, hacia una nueva red FTTH a construir progresivamente por ITC;
- determinados tendidos y activos de fibra óptica expresamente definidos;
- derechos de utilización de la postación eléctrica, sin transferencia de la propiedad de postes y apoyos;
- utilización bajo condiciones acordadas de determinados espacios del Centro de Telecomunicaciones de la Cooperativa;
- mecanismos de aprovechamiento de infraestructura de fibra óptica (alquiler) que permanece bajo propiedad cooperativa;
- prestación de determinados servicios administrativos y de cobranza;
- y disponibilidad de infraestructura de comunicaciones para aplicaciones propias de la Cooperativa vinculadas con el sistema eléctrico (operación y modernización del sistema eléctrico).
- incorporación de la programación de EL SAUCE TV a la plataforma OTT comercializada por ITC. Esta integración permite ampliar las posibilidades de distribución de los contenidos producidos por el canal cooperativo, incorporando nuevas plataformas, dispositivos y modalidades de acceso.

**Transferir la prestación definida → Preservar activos estratégicos →
Valorizar infraestructura**

A medida que los abonados sean migrados y los distintos sectores de la red HFC queden desafectados del servicio, la infraestructura HFC fuera de uso será retirada por la Cooperativa y permanecerá bajo su propiedad.

Los materiales y componentes recuperados quedarán a disposición de la institución, que podrá definir posteriormente su destino en función de su estado y posibilidades de aprovechamiento, incluyendo su eventual reutilización, disposición final o venta.

De esta manera, la migración tecnológica no implica el abandono ni la pérdida de los activos físicos correspondientes a la infraestructura sustituida.

Asimismo, resulta especialmente relevante señalar que la postación perteneciente a la red eléctrica no fue transferida. Los postes y apoyos continúan formando parte del patrimonio de la Cooperativa, otorgándose exclusivamente derechos de utilización bajo las condiciones técnicas, operativas y comerciales previstas.

Del mismo modo, determinados troncales de fibra óptica considerados estratégicos permanecen bajo titularidad de la Cooperativa, permitiendo su utilización para servicios propios y para aplicaciones vinculadas con telemedición, teleoperación, SCADA y futuras soluciones Smart Grid.

Por lo tanto, el alcance del acuerdo combina tres criterios complementarios: transferir la prestación comercial y los activos específicamente definidos, preservar infraestructura estratégica y continuar valorizando aquellos bienes que permanecen dentro del patrimonio cooperativo.

19.2 Usuarios FTTH y migración de abonados

Al momento de formalizarse el acuerdo se consideró inicialmente una referencia de **140 abonados** de **servicio de Internet de Villa Ciudad Parque** conectados mediante **FTTH (Fiber To The Home)**.



Durante el proceso operativo se determinó finalmente una transferencia efectiva de **162 usuarios**, incorporándose los abonados adicionales conforme a las condiciones establecidas entre las partes.

La migración de este grupo pudo desarrollarse de manera directa debido a que los usuarios ya se encontraban conectados mediante infraestructura íntegramente basada en fibra óptica.

La infraestructura transferida comprende principalmente aproximadamente 4.500 metros de fibra óptica troncal ADSS GLC de 48 fibras y 12.000 metros de fibra óptica de distribución ADSS GLC de 6 fibras. Esta infraestructura constituyó la base tecnológica utilizada para brindar servicios de banda ancha mediante fibra óptica hasta el domicilio del usuario.



Esquema de red FTTH

19.3 Migración tecnológica de los usuarios de la red HFC

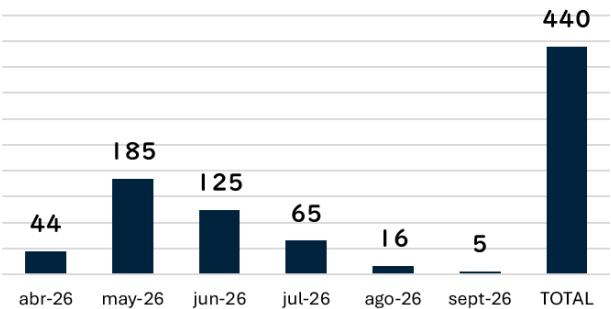
Una situación diferente corresponde a los **492 abonados** vinculados con la infraestructura **HFC (Hybrid Fiber Coaxial)** de Villa Ciudad Parque.



Para estos usuarios, el acuerdo estableció un proceso de migración progresiva hacia una nueva red FTTH a construir por ITC, previéndose un plazo de hasta doce meses para desarrollar la infraestructura, conectar a los usuarios y concretar su transferencia.

Al **20/09/2026** se migraron **440 abonados de la HFC a la red FTTH**, pasando estos abonados de la empresa ITC.

Abonados HFC Migrados



Hasta que cada abonado sea efectivamente migrado, la Cooperativa mantiene la responsabilidad por la prestación correspondiente. Una vez concretada y notificada la transferencia, la responsabilidad pasa al nuevo prestador. Este mecanismo procura evitar interrupciones, superposiciones de responsabilidades y duplicaciones de facturación.

La transferencia se produce usuario por usuario, procurando mantener la continuidad del servicio durante toda la transición. Una vez concretada y notificada la migración, la responsabilidad sobre la prestación pasa al nuevo operador.

19.4 Reconocimiento asociado al crecimiento de nuevos usuarios

El acuerdo contempla también un mecanismo mediante el cual la Cooperativa participa durante un período determinado (1 año) del crecimiento inicial de la cartera desarrollada sobre la infraestructura transferida.

Para los nuevos abonados FTTH incorporados bajo las condiciones establecidas en el acuerdo se prevé un reconocimiento a favor de la Cooperativa.

Este mecanismo permite extender parcialmente los beneficios de la operación más allá de los usuarios existentes al momento de la cesión y vincular parte del resultado económico futuro con la expansión inicial de la red transferida.

19.5 Retiro y recuperación de la infraestructura HFC

A medida que avance la migración de usuarios de Villa Ciudad Parque hacia FTTH, los sectores correspondientes de la infraestructura HFC dejarán progresivamente de ser necesarios para la prestación.

El acuerdo establece que la Cooperativa tendrá a su cargo el retiro de la infraestructura HFC que quede fuera de servicio.

Los materiales y componentes recuperados permanecerán bajo propiedad de la Cooperativa, que podrá evaluar su estado y determinar posteriormente su reutilización, disposición final o eventual venta.

Este procedimiento permite retirar infraestructura que deja de resultar necesaria sobre la postación y, simultáneamente, conservar el valor residual de los activos reemplazados.

La red HFC desafectada no se abandona ni se transfiere: es retirada y recuperada por la Cooperativa.

En consecuencia, la modernización tecnológica derivada de la migración **HFC → FTTH** presenta un doble efecto: por una parte, permite que los usuarios sean transferidos hacia una infraestructura íntegramente basada en fibra óptica, con mayores posibilidades de capacidad, velocidad y evolución tecnológica; y, por otra, permite a la Cooperativa recuperar y disponer de los activos correspondientes a la red que queda desafectada.

19.6 Adecuación de la facturación durante la transición

La migración progresiva requiere una coordinación permanente entre las áreas técnicas, comerciales y administrativas.

El Área de Facturación realiza las bajas de los servicios conforme a la fecha efectiva de migración de cada abonado y, cuando la transferencia se produce dentro de un período de facturación ya iniciado, efectúa la correspondiente liquidación proporcional.

El criterio aplicado consiste en facturar exclusivamente el período durante el cual el usuario permaneció efectivamente bajo prestación de la Cooperativa.

Para ello resulta necesario verificar individualmente las fechas de migración, actualizar las bases de datos y efectuar controles entre las distintas áreas involucradas.

Este procedimiento procura evitar duplicaciones de cargos y asegurar una correcta delimitación de responsabilidades entre la Cooperativa e ITC.

19.7 Continuidad y protección de los usuarios

Durante todo el proceso se estableció como principio fundamental garantizar que la reorganización no genere perjuicios para los abonados.

La responsabilidad comercial y técnica se modifica únicamente cuando cada usuario es efectivamente migrado y transferido al nuevo prestador.

Hasta ese momento, la Cooperativa continúa brindando la atención y asistencia correspondiente.

De esta manera, la transición se desarrolla bajo criterios de continuidad del servicio, información al usuario, coordinación entre prestadores y adecuada transición tecnológica, procurando que la reorganización empresarial resulte transparente para quienes utilizan el servicio.

19.8 Preservación de la postación eléctrica

Uno de los aspectos centrales de la operación es que la postación eléctrica no fue transferida.



Los postes y apoyos existentes continúan formando parte del patrimonio de la Cooperativa. El nuevo operador dispone únicamente de derechos de utilización bajo las condiciones técnicas, operativas, de seguridad y comerciales establecidas por la Cooperativa.

Toda nueva extensión o modificación de los tendidos que pretenda utilizar infraestructura perteneciente a la Cooperativa deberá contar con su correspondiente revisión, evaluación y autorización de la Cooperativa.

Esta condición permite preservar la seguridad eléctrica, administrar la capacidad física de las estructuras y mantener la disponibilidad futura de la infraestructura para las necesidades propias de la institución.

Esta diferenciación resulta especialmente importante porque permite preservar un activo indispensable para la distribución de energía eléctrica y, simultáneamente, obtener recursos, en concepto de alquiler por utilización, por parte del nuevo operador de Telecomunicaciones.

19.9 Condiciones de utilización según el territorio

El acuerdo contempla condiciones diferenciadas de utilización de la infraestructura según la localidad involucrada.

En Villa Ciudad Parque, el esquema acordado contempla la utilización de la infraestructura por parte de ITC para la prestación del servicio de Internet bajo las condiciones particulares previstas en el acuerdo, preservándose las excepciones correspondientes a organismos y entidades públicas.

En Villa General Belgrano, en cambio, la utilización de la postación por parte de ITC tiene carácter no exclusivo. Esta condición permite la coexistencia con otros operadores, servicios y tendidos actuales o futuros que la Cooperativa pueda autorizar.

De esta manera, la institución mantiene capacidad de administración sobre su infraestructura y evita comprometer de manera exclusiva activos que pueden resultar necesarios para otros servicios o desarrollos tecnológicos futuros.

19.10 Fibra óptica estratégica que permanece en propiedad de la Cooperativa

La reorganización fue diseñada procurando preservar aquellos tramos de fibra óptica considerados estratégicos.

En particular, la Cooperativa conserva la titularidad de la Red Troncal de Fibra Óptica sobre el corredor entre Villa General Belgrano y Villa La Merced, que constituye un activo relevante tanto para las comunicaciones institucionales como para el desarrollo tecnológico del sistema eléctrico.

La infraestructura troncal informada comprende:

Tramo	Infraestructura
Villa General Belgrano → Parque de Rebaje VILLA CIUDAD PARQUE	FO 144 fibras
Parque de Rebaje VILLA CIUDAD PARQUE → Shelter cruce Villa Ciudad Parque	FO 96 fibras
Shelter cruce Villa Ciudad Parque → Villa La Merced	FO 72 fibras

La Cooperativa conserva la propiedad de esta infraestructura y puede disponer capacidad para su utilización por terceros bajo los mecanismos previstos. Sobre esta infraestructura se prevé poner capacidad a disposición de ITC mediante el alquiler de hasta tres pelos de fibra óptica, permitiendo obtener recursos por su utilización sin desprenderse de la propiedad del activo.

19.11 Fibra óptica al servicio del sistema eléctrico

Uno de los criterios considerados al estructurar la operación fue preservar la disponibilidad de infraestructura de comunicaciones para las necesidades propias de la Cooperativa. En este sentido, el acuerdo contempla capacidad de fibra óptica destinada a aplicaciones vinculadas con el sistema eléctrico.

Esta infraestructura podrá ser utilizada para acompañar el desarrollo de:

SCADA → Telemedición → Teleoperación → SET MT/BT telemedidas →
Reconectores → Medición Inteligente → Automatización → Futuras
aplicaciones Smart Grid

De esta manera, parte de la infraestructura desarrollada originalmente para Telecomunicaciones (servicios de Internet) pasa a cumplir también una función estratégica dentro del proceso de modernización y digitalización de la red eléctrica.

La Cooperativa reduce su participación directa en determinados servicios comerciales de Internet, pero preserva infraestructura de comunicaciones necesaria para el desarrollo tecnológico de su principal actividad mediante capacidad de fibra óptica considerada en el acuerdo firmado con ITC.

19.12 Valorización de los activos que permanecen

La operación fue estructurada procurando no solamente transferir determinados activos y usuarios, sino también generar un modelo de aprovechamiento económico de la infraestructura que permanece bajo propiedad cooperativa.

Además del reconocimiento asociado a los activos y abonados comprendidos en la cesión, la Cooperativa mantiene la posibilidad de generar recursos mediante distintos mecanismos previstos en el acuerdo, entre ellos:

- cánones diferenciados por utilización de postación eléctrica de Media Tensión o de Baja Tensión;
- alquiler de capacidad sobre fibra óptica propia;
- alquiler de utilización de determinados espacios físicos del Centro de Telecomunicaciones de la Cooperativa en Los Cerezos N.º 44;
- prestación de servicios administrativos y de cobranza;
- reconocimiento por incorporación de nuevos abonados FTTH bajo las condiciones previstas;
- y utilización futura de infraestructura cooperativa que requiera nuevas autorizaciones.

De esta manera, el resultado de la operación no se limita a la transferencia inicial, sino que incorpora un esquema de valorización continua de activos que permanecen dentro del patrimonio de la Cooperativa.

19.13 Continuidad y protección de los usuarios

Durante todo el proceso se estableció como principio que la reorganización no debía generar perjuicios a los abonados.

La responsabilidad comercial y técnica se modifica únicamente cuando cada usuario es efectivamente migrado al nuevo prestador. Hasta ese momento, la Cooperativa continúa desarrollando las funciones correspondientes.

Las áreas técnicas, comerciales, administrativas y de facturación coordinan las fechas de transferencia y los registros asociados a cada usuario, procurando asegurar continuidad, correcta información y evitar duplicaciones de cargos.

19.14 Servicio de Internet de Villa General Belgrano

Los usuarios de Internet correspondientes a Villa General Belgrano no fueron incluidos dentro de la cesión realizada a ITC.

Para estos abonados se definió avanzar mediante un proceso independiente de migración hacia la **Cooperativa de Aguas Corrientes y Servicios Públicos de Villa General Belgrano Ltda.**, sujeto a las condiciones administrativas, técnicas y operativas acordadas entre ambas entidades. El universo considerado comprende **107 abonados** activos.

La decisión procura completar progresivamente la reorganización del servicio de Internet y mantener esta prestación dentro del ámbito cooperativo local.

19.15 Situación de las conexiones al cierre del Ejercicio N.º 83

Como consecuencia del proceso de cesión y migración, al cierre del período la Cooperativa registraba **211 conexiones activas de Internet**, frente a 785 al cierre del Ejercicio N.º 82, lo que representa una disminución de 574 conexiones, equivalente al **73,1 %**.

La disminución no debe interpretarse como una pérdida comercial ordinaria de usuarios, sino como consecuencia directa de la transferencia progresiva de los servicios comprendidos dentro del proceso de reorganización.

Localidad	Conexiones activas	Participación
Villa General Belgrano	107	50,7 %
Villa Ciudad Parque	104	49,3 %
TOTAL	211	

En particular, durante el período se produjo el traspaso progresivo de usuarios alcanzados por el acuerdo de cesión y migración, modificándose sustancialmente la cantidad de conexiones que permanecían bajo administración de la Cooperativa al cierre del ejercicio.

En cuanto a los servicios contratados:

PLAN	Ejercicio N.º 82	Ejercicio N.º 83
NODORED CLASICO 4 MB	94	17
NODORED PLUS 6 MB	70	13
NODORED MAX 10 MB	15	2
NODORED – INTERNET 10 MB	403	133
NODORED – INTERNET 20 MB	97	39
NODORED – INTERNET 40 MB	15	5
NODORED – INTERNET 50 MB	2	2
VCP INTERNET FO 20 MB CON SENA	67	0
VCP INTERNET FO 50 MB CON SENA	17	0
VCP INTERNET FO 100 MB CON SENA	4	0
VCP INTERNET FO 200 MB CON SENA	1	0
TOTAL	785	211

19.16 Un nuevo modelo para Telecomunicaciones

La reorganización desarrollada durante el **Ejercicio N.º 83** representa un cambio significativo en la relación de la Cooperativa con el sector de Telecomunicaciones.

El nuevo esquema procura disminuir progresivamente la responsabilidad directa sobre servicios que requieren permanente actualización e inversión tecnológica, sin desprenderse de aquellos activos que mantienen valor estratégico para la institución.

La postación, determinados troncales de fibra óptica y otros componentes de infraestructura continúan formando parte del patrimonio cooperativo y pueden simultáneamente generar recursos, prestar soporte a terceros y contribuir a la digitalización del sistema eléctrico.

“Reorganizar servicios, preservar infraestructura y concentrar capacidades en las actividades estratégicas de la Cooperativa.”

20. SERVICIOS DE TV CABLE Y TELEVISION DIGITAL



Durante el **Ejercicio N.º 83**, la Cooperativa continuó prestando el servicio de televisión por cable, manteniendo la operación de su infraestructura y la distribución de señales mediante su cabezal propio.

Esta infraestructura permite conservar capacidad técnica sobre la recepción, procesamiento y distribución de los contenidos que integran las grillas analógica y digital, realizando las adecuaciones necesarias frente a los cambios tecnológicos implementados por los proveedores de señales.

Durante el período se continuaron efectuando actualizaciones sobre los sistemas de recepción, incluyendo cambios tecnológicos en receptores satelitales correspondientes a distintas señales, tanto para televisión analógica como digital.

Asimismo, se mantuvo la oferta de la grilla digital y servicios complementarios, ampliando las alternativas disponibles para los abonados. La información completa correspondiente a las grillas analógica y digital se incorpora en los anexos de la presente Memoria.

Al 30 de junio de 2026, el servicio contaba con **2.539 abonados activos de TV Cable**. La distribución según modalidad de prestación era la siguiente:

Modalidad	Abonados	Participación
TV Analógica	1.623	63.9 %
TV Digital	916	36,1 %
	2.539	

La televisión analógica continúa representando la mayor parte de la cartera, mientras que el servicio digital concentra aproximadamente uno de cada cinco abonados.

Durante el período comprendido entre julio de 2025 y junio de 2026 se registraron 29 altas y 217 bajas, determinando un saldo comercial neto de 188 conexiones menos. Se muestra detalle mes a mes del periodo **Ejercicio N.º 83**.

Mes	Altas	Bajas	Saldo
Julio 2025	3	32	-29
Agosto	3	21	-18
Septiembre	2	20	-18
Octubre	3	11	-8
Noviembre	0	18	-18
Diciembre 2025	0	15	-15
Enero 2026	5	19	-14
Febrero	3	22	-19
Marzo	1	14	-13
Abril	0	13	-13
Mayo	5	20	-15
Junio 2026	4	12	-8
TOTAL	29	217	-188

La evolución mensual muestra que las bajas superaron a las altas durante todos los meses del ejercicio, reflejando una tendencia sostenida de reducción de la cartera tradicional de televisión por cable.

El mayor número de bajas se registró en julio de 2025, con 32 conexiones, mientras que los mayores niveles de altas se produjeron en enero y mayo de 2026, con cinco incorporaciones en cada mes.

Indicador	Ejercicio N.º 82	Ejercicio N.º 83	Variación
Abonados TV Cable	3.180	2.539	- 641
Variación porcentual			- 20,15 %

La reducción debe analizarse considerando dos fenómenos diferentes.

Por una parte, durante el ejercicio continuó observándose una disminución comercial propia del servicio, reflejada en el saldo de 29 altas frente a 217 bajas.

Por otra, el período estuvo atravesado por la reorganización de los servicios de Telecomunicaciones y la cesión de servicios de TV Cable de Villa Ciudad Parque, proceso que implicó la actualización de registros y la baja administrativa de los abonados a medida que se concretaban las correspondientes migraciones.

En consecuencia, la reducción total de abonados registrada entre ambos cierres no debe interpretarse exclusivamente como pérdida comercial ordinaria, dado que parte de la variación responde al proceso de reorganización desarrollado durante el ejercicio.

La evolución de los hábitos de consumo audiovisual plantea la necesidad de complementar progresivamente el servicio tradicional de televisión por cable con nuevas modalidades de acceso a contenidos. La creciente utilización de plataformas digitales, contenidos bajo demanda y nuevas modalidades de acceso está modificando progresivamente el mercado tradicional de televisión por cable.

En este marco, durante el **Ejercicio N.º 83** la Cooperativa comenzó a trabajar en una estrategia destinada a impulsar, durante el próximo ejercicio, la comercialización masiva del servicio SENSEA Plataforma On Demand, ampliando las alternativas disponibles para los abonados y acompañando la creciente utilización de plataformas digitales.



SENSEA permite incorporar una modalidad de consumo audiovisual más flexible, complementaria a la televisión tradicional, mediante acceso a contenidos a través de dispositivos compatibles y funcionalidades asociadas al entorno OTT y On Demand. El servicio ya forma parte de la oferta de Telecomunicaciones de la Cooperativa.

La estrategia prevista para el Ejercicio N.º 84 estará orientada a incrementar su difusión y comercialización, procurando que una mayor cantidad de asociados conozca y utilice esta alternativa.

De esta manera, la Cooperativa busca evolucionar desde una oferta concentrada principalmente en la televisión lineal tradicional hacia un modelo audiovisual más amplio, donde puedan convivir diferentes modalidades de acceso a contenidos.

La incorporación y mayor difusión de servicios OTT permite acompañar los nuevos hábitos de consumo audiovisual y ampliar las alternativas ofrecidas a los asociados, complementando la infraestructura y experiencia desarrolladas históricamente por la Cooperativa en televisión por cable.

En este escenario, la Cooperativa continúa administrando el servicio procurando preservar su continuidad, calidad técnica y capacidad de adaptación, al mismo tiempo que analiza la evolución de la cartera y las condiciones necesarias para su sostenibilidad.

La existencia de un cabezal propio, la infraestructura disponible, la experiencia técnica acumulada y la producción de contenidos locales mediante EL SAUCE TV constituyen capacidades relevantes para afrontar esta transformación. A estas herramientas se suma la estrategia de profundizar durante el próximo ejercicio la comercialización de SENSE OTT On Demand, incorporando nuevas modalidades de acceso a contenidos y complementando progresivamente la oferta tradicional de televisión por cable.

21. CANAL “EL SAUCE TV”



Durante el **Ejercicio N.º 83**, **EL SAUCE TV** continuó consolidándose como medio de comunicación institucional y comunitario, con presencia en Villa General Belgrano, Villa Ciudad Parque y localidades de la región.

Su actividad estuvo orientada a la difusión de información local, contenidos culturales, acontecimientos institucionales, coberturas especiales y espacios destinados a organizaciones y productores de la comunidad.

El período estuvo marcado por una importante transformación técnica, periodística y operativa, cuyo principal hito fue la **puesta en marcha del Telediario VGB en vivo**, acompañada por la renovación del estudio, incorporación de equipamiento profesional y reorganización de los procesos de producción.

El canal contó con un equipo permanente de **seis personas**, integrado por una periodista-conductora, una periodista en campo, un camarógrafo, un editor, un coordinador general y un asesor externo, y para algunos eventos puntuales la contratación de camarógrafos.

“EL SAUCE TV: la comunidad, en vivo y cada vez más cerca.”

EL SAUCE TV constituye una herramienta de comunicación de la Cooperativa y, al mismo tiempo, un espacio destinado a reflejar la actividad social, institucional, cultural y comunitaria de la región.

Durante el ejercicio se realizaron coberturas de actos patrios, acontecimientos institucionales, fiestas tradicionales, actividades culturales y diferentes eventos de relevancia local y regional. Asimismo, se mantuvo una política de apertura hacia instituciones, organizaciones y entidades de la comunidad, brindando espacios para difundir sus actividades, proyectos e iniciativas.

Esta orientación permite que el canal no funcione exclusivamente como un medio de difusión institucional de la Cooperativa, sino también como una plataforma local que da visibilidad a las voces, acontecimientos e iniciativas de nuestra comunidad.

La cercanía territorial constituye una de sus principales fortalezas, permitiendo abordar acontecimientos que forman parte de la vida cotidiana de los vecinos y que muchas veces no encuentran espacio en medios de alcance provincial o nacional.

El desafío consiste en preservar el equilibrio entre ambas funciones: medio institucional y medio comunitario, manteniendo una programación plural, cercana y vinculada con la realidad de la región.

21.1 Transformación del Telediario VGB

Hasta septiembre de 2025, el Telediario VGB era producido previamente y emitido en formato grabado.

A partir del **8 de septiembre de 2025**, comenzó a realizarse en vivo, de **lunes a viernes a las 12:30 horas**, modificando sustancialmente la dinámica técnica y periodística del canal.

El nuevo esquema requirió coordinar diariamente la búsqueda y selección de noticias, coberturas de campo, edición, gráficas, operación técnica y puesta al aire.

La transformación permitió incrementar la inmediatez de la información, posibilitando comunicar acontecimientos locales durante el mismo día en que se producen.

21.2 Modernización del estudio

La transformación del noticiero estuvo acompañada por una remodelación integral del estudio, incluyendo pisos, revestimientos, mobiliario, instalaciones eléctricas, iluminación profesional y nueva escenografía.

También se renovó la identidad visual del Telediario, procurando integrar iluminación, mobiliario, composición gráfica y recursos audiovisuales dentro de una propuesta más moderna y dinámica.



21.3 Modernización Tecnológica y Capacidad de Producción en Vivo

La transformación del canal requirió acompañar los cambios operativos con inversiones destinadas a fortalecer la infraestructura tecnológica para la producción audiovisual.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se incorporaron:

Equipamiento	Cantidad
Cámaras AVMATRIX PTZ1271 A20 NDI 4K	2
Cámaras AVMATRIX PTZ1271 A20 NDI HD	2
Controlador AVMATRIX PKC4000	1
Micrófonos Hollyland Lark M2 Combo	2
Trípodes SmallRig DV965	2
PC de Broadcasting	1

Las nuevas cámaras PTZ permiten realizar movimientos y encuadres de manera remota y cuentan con sistemas de seguimiento mediante Inteligencia Artificial, ampliando las posibilidades de operación desde el control central.

Asimismo, la utilización de tecnología NDI, que permite transportar señales de video mediante redes de datos, posibilita avanzar hacia un esquema de producción más flexible, digitalizado e integrado.

La computadora específicamente configurada para broadcasting, junto con el software profesional de realización y las placas dedicadas de captura y procesamiento de video, fortaleció la capacidad para desarrollar producciones en vivo y contenidos audiovisuales de mayor complejidad.

Estas inversiones, sumadas a la experiencia adquirida por el equipo, permitieron consolidar las transmisiones en vivo tanto desde el estudio como desde diferentes puntos de la localidad, ampliando la capacidad del canal para acercar en tiempo real acontecimientos de relevancia para asociados y vecinos.

21.4 Coberturas y transmisiones especiales

Durante el **Ejercicio N.º 83**, **EL SAUCE TV** realizó **transmisiones en vivo** de diversos acontecimientos comunitarios, institucionales, culturales y turísticos.

Entre las principales transmisiones realizadas durante el ejercicio se destacan:

Acontecimiento	Fecha / período
Acto Comunitario del 9 de Julio	9 de julio de 2025
41.º Fiesta del Chocolate Alpino	5, 6, 12, 13, 19, 20, 26 y 27 de julio de 2025
Campaña Solidaria Bosques Tabaquillo	18 de octubre de 2025
62.º Oktoberfest Argentina	14, 15, 16, 21, 22, 23 y 24 de noviembre de 2025
Audiencia Pública – Presupuesto y Tarifaria 2026	18 de diciembre de 2025

Acontecimiento	Fecha / período
Apertura del Período Legislativo 2026	2 de marzo de 2026
Presentación de la Estación Transformadora Los Espinillos	3 de marzo de 2026
56.º Fiesta Nacional de la Masa Vienes	2 al 5 de abril de 2026



Las transmisiones se realizaron desde distintos espacios de Villa General Belgrano, entre ellos el Salón de Eventos y Convenciones, el Bosque de los Pioneros y la Casa del Bicentenario.

Particularmente significativa fue la cobertura del Oktoberfest Argentina, alcanzándose durante este ejercicio 16 años de transmisión en vivo por parte de **EL SAUCE TV**.

21.5 Programación propia e identidad local

Al cierre del ejercicio, **EL SAUCE TV** mantenía una programación que combinaba información local, cultura, entretenimiento, producciones propias y propuestas desarrolladas por instituciones y productores independientes.

Dentro de la programación se encuentran:

Programa	Emisión principal	Características
Telediario VGB	Lunes a viernes, 12:30	Noticiero producido en vivo desde el 08/09/2025
El Ciudadano	Lunes, 21:05	Conducción y producción de Emilio Emiliano
Italianissima	Jueves, 21:05	Producción de la Asociación Italiana de V.G. Belgrano
Contacto Agroindustrial	Viernes, 21:05	Producción de Almafuerde, a cargo de Carlos Llanes
Mutual al Día	Martes, 21:00	En emisión desde enero de 2025
Cine	Diferentes días y horarios	Programación cinematográfica
El Gran Teatro	Sábados y domingos, 18:00	Conducción y producción de Jorge Löffler
Tiempo de Cine	Sábados y domingos, 21:30	Producción de Jorge Löffler
Lugares que tienen Historia	Diario, luego del Telediario	Producción y fotografías de Ricardo Barrera

Durante el período se incorporó además la producción especial “No es un juego”, destinada a abordar la problemática de la ludopatía mediante la participación de profesionales vinculados con la temática.

Esta iniciativa refleja la posibilidad de utilizar el medio audiovisual no solamente para informar o entretener, sino también para abordar cuestiones de interés social y comunitario.

21.6 Presencia digital y estrategia multiplataforma

La estrategia de **EL SAUCE TV** se extiende progresivamente más allá de la señal tradicional de televisión.

Durante el período, las producciones continuaron difundándose mediante YouTube, Instagram y Facebook. El canal de YouTube “TV El Sauce” superó durante el ejercicio los **6.700 suscriptores**.

A esta estrategia se suma la incorporación de la programación completa de EL SAUCE TV a la plataforma OTT de ITC, prevista dentro del acuerdo desarrollado en el marco de la reorganización de Telecomunicaciones.

De esta manera, televisión tradicional, redes sociales, YouTube y plataforma OTT comienzan a integrarse progresivamente dentro de un modelo de distribución multiplataforma, adaptado a la evolución de los hábitos de las audiencias.

21.7 El Sauce TV como medio cooperativo y comunitario

Disponer de un medio audiovisual propio permite a la Cooperativa comunicar directamente sus proyectos, obras, servicios y novedades institucionales y, al mismo tiempo, ofrecer un espacio para reflejar los acontecimientos y las voces de la comunidad.

Su principal valor diferencial continúa siendo la proximidad territorial.

El desafío consiste en preservar el equilibrio entre su función como medio institucional y su función comunitaria, manteniendo una programación plural, cercana y vinculada con la realidad de Villa General Belgrano y la región.

RESUMEN DE CIERRE: “Una Cooperativa más cercana, accesible y conectada con sus asociados”

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la evolución de los servicios estuvo acompañada por importantes transformaciones en la manera en que la Cooperativa se relaciona con sus asociados y usuarios.

La centralización de la Atención al Público, la capacitación del personal, la adecuación de los procesos de facturación, la implementación de beneficios, la reorganización de Telecomunicaciones y la modernización de EL SAUCE TV responden a realidades diferentes, pero comparten un mismo propósito: adaptar la organización y sus servicios a nuevas necesidades sin perder la cercanía propia del modelo cooperativo.

La tecnología ofrece nuevas posibilidades para simplificar gestiones, mejorar la información, organizar la atención y ampliar los canales de comunicación. Al mismo tiempo, las decisiones vinculadas con tarifas, beneficios o reorganización de servicios requieren preservar la sostenibilidad económica y patrimonial de la institución.

La evolución de la Cooperativa deberá continuar combinando ambas dimensiones: modernizar los servicios y los procesos, manteniendo al asociado como referencia central de la gestión.

Atender → Informar → Acompañar → Simplificar → Comunicar
"Servicios que evolucionan junto a nuestros asociados y nuestra comunidad"



BLOQUE IV — MODERNIZACIÓN Y GESTIÓN DE ACTIVOS

La capacidad de la Cooperativa para prestar sus servicios de manera eficiente y sostenible depende no solamente de sus redes e instalaciones técnicas, sino también de una adecuada administración de los vehículos, equipamiento, sistemas tecnológicos, inmuebles, recursos económicos y procesos administrativos que acompañan diariamente su funcionamiento.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, se continuó avanzando en una política orientada a modernizar los activos, mejorar su utilización y mantenimiento, fortalecer la infraestructura tecnológica, ordenar el patrimonio y consolidar procesos administrativos con mayores niveles de planificación, control y trazabilidad.

La gestión desarrollada procura evolucionar hacia un modelo en el cual cada activo sea administrado durante todo su ciclo de vida, considerando su necesidad, adquisición, utilización, mantenimiento, disponibilidad, seguridad, antigüedad, costo operativo y eventual renovación o baja.

Al mismo tiempo, la magnitud de las inversiones y proyectos desarrollados durante los últimos ejercicios requirió fortalecer la articulación entre Administración, Tesorería, Contabilidad, Compras y las diferentes áreas operativas, procurando que los recursos institucionales acompañaran de manera ordenada el crecimiento y la transformación de la Cooperativa.

"Modernizar no significa solamente incorporar nuevos activos, sino administrarlos responsablemente durante toda su vida útil."

22. GESTIÓN INTEGRAL DE ACTIVOS

La infraestructura necesaria para prestar servicios públicos no se limita a las redes eléctricas. Los activos operativos constituyen uno de los soportes fundamentales para la prestación de los servicios.

Vehículos, equipos especiales, herramientas, tecnología informática e inmuebles deben encontrarse disponibles, mantenidos y adecuadamente dimensionados para las tareas que desarrolla la organización.

Por este motivo, durante el **Ejercicio N.º 83** se continuó fortaleciendo un enfoque de gestión integral de activos, procurando aplicar criterios técnicos, operativos y económicos que permitan determinar oportunamente cuándo corresponde mantener, modernizar, renovar, reemplazar o retirar de servicio cada bien.

Este enfoque contribuye también a ordenar las inversiones futuras, priorizando aquellas necesidades con mayor incidencia sobre la seguridad, continuidad operativa, productividad y calidad de los servicios.

22.1 Plan Integral de Recambio de la Flota Vehicular

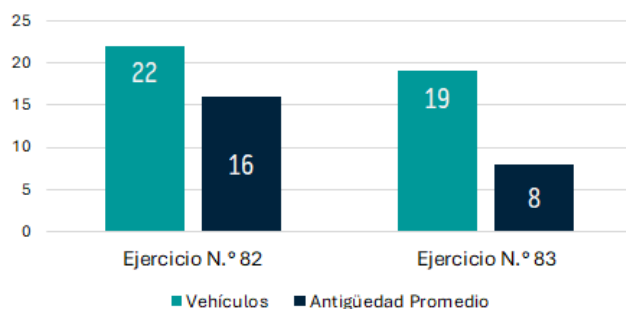
Durante el **Ejercicio N.º 83** se dio continuidad al **Plan Integral de Recambio de la Flota Vehicular**, iniciado durante el período anterior.

El programa fue concebido con el objetivo de modernizar progresivamente los recursos destinados a las diferentes áreas, reducir los costos y riesgos asociados con unidades antiguas, mejorar la seguridad y aumentar la disponibilidad operativa.

Al inicio del programa, durante el Ejercicio N.º 82, la Cooperativa contaba con una flota operativa de **22 vehículos**, con una antigüedad promedio aproximada de **16 años**.

Como resultado de las incorporaciones, renovaciones y bajas realizadas, al cierre del **Ejercicio N.º 83** la flota operativa quedó conformada por **19 unidades**, con una antigüedad promedio de aproximadamente **8 años**.

Evolución del Plan del Recambio de Flota



Comparativa Ej. 83 vs Ej. 82

- **14%** de reducción en la cantidad de vehículos (de 22 a 19 vehículos).
- **50%** de reducción en la antigüedad promedio de la flota (de 16 a 8 años).

La evolución evidencia que la modernización no estuvo orientada a incrementar indiscriminadamente el número de vehículos, sino a disponer de una flota más moderna, adecuada, segura y eficiente.

22.2 Composición de la flota

Al cierre del **Ejercicio N.º 83**, la flota operativa se encontraba integrada por:

Motocicleta	Furgón chico	Camioneta	Hidroelevador	Hidrogrúa
1	3	9	3	3

Las diferentes unidades responden a necesidades específicas de las áreas técnicas, operativas y administrativas.

Particular importancia revisten los vehículos equipados con hidrogrúas e hidroelevadores, indispensables para tareas de montaje, manipulación de transformadores y estructuras, trabajos en altura, mantenimiento de líneas y atención de contingencias sobre la red eléctrica.

Tipo de Vehículo	Marca- Modelo	Dominio	Antigüedad
Camioneta Cabina Simple 4x4	Toyota Hilux	HOE 561	18
Camioneta Cabina Simple 4x4	Ford Ranger	NRL 550	13
Camión c/hidrogrúa 15 TN Hidrogrubert	Iveco Tector 170E22	NSQ 497	12
Camioneta Cabina Simple 4x2	Ford Ranger	NVN 252	12
Camión c/hidrogrúa 6,5 TN Axion	Iveco Daily 70C16	NUN 718	13
Camioneta Cabina Simple 4x2	Ford Ranger	NXU 592	12
Furgón chico	Renault Kangoo PH3	ORJ 095	12
Furgón chico	Renault Kangoo PH3	ORJ 096	12
Camioneta c/hidroelevador 10 mts. Axion no aislado	Ford 4000	OVB 708	11
Moto	Honda XR	A047RFL	9
Camioneta c/hidroelevador 13 mts. Hidrogrubert aislado	Ford 4000	AD 709 NW	8
Camioneta Cabina Simple 4x2	Ford Ranger	AF 816 KC	4
Camioneta Cabina Simple 4x2	Toyota Hilux	AG 909 HW	2
Camioneta Cabina Doble 4x2	Toyota Hilux	AG 909 HV	2
Furgón chico	Renault Kangoo EXPRESS	AH 423 YQ	1
Camión c/hidroelevador 13 mts. Axion aislado	Iveco Daily 70-170	AH 381 YW	1
Camión c/hidrogrúa 25 TN Axion	Iveco Tector 170E28	AH 381 YY	1
Camioneta Cabina Simple 4x2	Toyota Hilux	AH 432 CD	1
Camioneta Cabina Simple 4x4	Toyota Hilux	AH 432 CE	1
19 unidades			8

22.3 Baja, venta y ordenamiento patrimonial de vehículos

Como parte del proceso de modernización, durante el **Ejercicio N.º 83** se avanzó también en la baja y venta de unidades que habían dejado de resultar convenientes para la operación.

Las decisiones de desafectación consideraron aspectos como antigüedad, estado general, costos de mantenimiento, disponibilidad operativa y conveniencia económica.

Estas operaciones permiten recuperar, cuando resulta posible, parte del valor residual de los activos y evitar mantener vehículos que generan costos sin aportar una utilidad operativa equivalente.



Camión Iveco Tector c/hidrogrúa Hidrogrubert de 25 TN.
Dominio NRL 537 – Año 2013
Vendido: \$ 85.000.000 IVA incluido



Fiat Uno
Dominio KYE 123 – Año 2011
Vendido: \$ 5.500.000 IVA incluido



Furgon Citroën Berlingo
Dominio HOE 564 – Año 2008
Vendido: \$ 4.000.000



Camioneta Ford F100 c/hidroelevador de 10 mts.
Dominio IEQ 309 – Año 2009
Vendido: \$ 37.919.000 IVA incluido



Camioneta Toyota Hilux doble cabina.
Dominio CXP 591 – Año 1999
Vendido: \$ 8.000.000 IVA incluido



Camioneta Fiat Strada
Dominio MWP 763 – Año 2013
Cedida a la Mutual VGB

Durante el período se avanzó asimismo en el ordenamiento patrimonial de **9 (nueve) vehículos** que, si bien se encontraban registralmente bajo titularidad de la Cooperativa, estaban afectados desde períodos anteriores a actividades desarrolladas por la Asociación Mutual de Socios de Entidades Asociativas de Desarrollo Local de Villa General Belgrano (Mutual VGB) mediante convenios de comodato.

#	Marca y Modelo	Uso	Dominio
1	VOLKSWAGEN PASSAT 1.8 TURBO	Auto fúnebre	DNH 718
2	FIAT DUCATO 2.3 JTD FURGON MAXICARGO	Ambulancia	KGQ 108
3	FIAT DUCATO 2.3 TD MAXICARGO L4H2 TA	Ambulancia	AD380NL
4	FIAT DUCATO 2.3 TD MAXICARGO L4H2 TA	Ambulancia	AD380NM
5	PEUGEOT PARTNER PATAGÓNICA 1.6 V	Furgón	AB235MR
6	TOYOTA HILUX 2.8D/CAB 4X2 D STD	Camioneta	DCK 991
7	RENAULT DUSTER 1.6 4x2 CONFORT PLUS	Auto para traslado	ORJ 094
8	FIAT STRADA 1.4 WORKING AA	Camioneta	MWP 763
9	PEUGEOT BOXER	Ambulancia	AH716AC

El Consejo de Administración resolvió instrumentar su transferencia gratuita a la Mutual, procurando adecuar la titularidad de los bienes a la entidad responsable de su utilización y gestión y definir claramente las responsabilidades vinculadas con mantenimiento, seguros, obligaciones fiscales y demás costos asociados.

Una adecuada gestión patrimonial requiere que los registros reflejen correctamente quién utiliza, administra y mantiene cada activo.

22.4 Mantenimiento preventivo de vehículos y equipos

La renovación de los activos debe estar acompañada por una política adecuada de mantenimiento que permita preservar las inversiones realizadas y extender su vida útil.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se realizó el mantenimiento general de la **hidrogrúa de 15 toneladas**, equipo estratégico utilizado en la ejecución de obras y trabajos de mantenimiento sobre las redes eléctricas.

La intervención permitió preservar su vida útil y mantener las condiciones de funcionamiento, seguridad y confiabilidad requeridas para las tareas operativas.

También se realizaron los servicios oficiales correspondientes a los vehículos incorporados durante el ejercicio anterior, procurando cumplir con los programas establecidos por sus fabricantes y preservar las correspondientes garantías.

La política institucional procura avanzar progresivamente desde una lógica predominantemente correctiva hacia un esquema de mantenimiento preventivo programado.



Mantener → Prevenir → Preservar → Prolongar la vida útil

22.5 GPS y gestión digital de la flota

La modernización de la flota estuvo acompañada por la utilización de herramientas digitales destinadas a mejorar su seguimiento y coordinación.



Durante el **Ejercicio N.º 83** continuó utilizándose un sistema integral de monitoreo satelital mediante GPS sobre el 100 % de la flota operativa.

La tecnología permite disponer de información en tiempo real sobre la ubicación y utilización de las unidades, facilitando la coordinación de vehículos y cuadrillas y aportando información objetiva para analizar el aprovechamiento de los recursos disponibles.

22.6 Tecnología informática e infraestructura digital

La infraestructura informática constituye actualmente un soporte transversal para prácticamente todas las actividades desarrolladas por la Cooperativa.

Facturación, Administración, Atención al Público, Contabilidad, Tesorería, Recursos Humanos, ingeniería, operación de redes, medición inteligente, comunicaciones y sistemas de supervisión dependen crecientemente de herramientas digitales y de una infraestructura tecnológica confiable.

Por este motivo, durante los **Ejercicios N.º 82 y N.º 83** se mantuvo una política de inversión destinada a renovar equipamiento, mejorar el desempeño de los puestos de trabajo y fortalecer la infraestructura tecnológica central.

El criterio aplicado combina la incorporación de nuevos equipos con la actualización de aquellos que conservan condiciones adecuadas para continuar en servicio, procurando aprovechar eficientemente las inversiones existentes.

22.7 Incorporación y renovación de equipamiento informático

Durante el **Ejercicio N.º 83** se realizaron distintas incorporaciones destinadas a renovar puestos de trabajo, ampliar la disponibilidad de equipamiento y fortalecer la infraestructura tecnológica utilizada por diferentes áreas de la Cooperativa.

Las adquisiciones comprendieron computadoras de escritorio, notebooks, unidades de almacenamiento SSD y HDD, memorias, monitores, sistemas UPS, periféricos, una impresora multifunción y componentes destinados a servidores.

Principales incorporaciones:

Equipamiento	Cantidad	Características / aplicación
Discos SSD	10	240/480 GB – actualización de equipos
Memorias SO-DIMM	2	16 GB – ampliación de notebooks

Equipamiento	Cantidad	Características / aplicación
UPS	7	4 x 650 VA + 3 x 3.000 VA
Notebook	6	Para renovación y nuevos ingresos
PC de escritorio	3	Para renovación y nuevos ingresos
Monitor	3	Para renovación y nuevos ingresos
Mouse con cable	15	Para renovación y nuevos ingresos
Teclados	5	Para renovación y nuevos ingresos
Impresora multifunción láser	1	Nueva área Administración
Disco rígido HDD	1	4 TB · SATA 6 Gb/s
Fuente redundante	1	Infraestructura de servidor

En términos generales, durante el período fueron incorporadas 6 (seis) notebooks y 3 (tres) computadoras de escritorio, complementadas con distintos componentes destinados a mejorar puestos existentes.

Las nuevas notebooks permitieron asimismo atender necesidades de distintas áreas, entre ellas El Sauce TV, Seguridad e Higiene, Recursos Humanos, Sistemas y Facturación, mientras que el nuevo equipamiento de escritorio permitió renovar puestos destinados a Atención al Público y otras funciones de la organización.

La incorporación de 10 (diez) discos SSD permitió actualizar computadoras que aún disponían de capacidad de procesamiento suficiente, mejorando sus tiempos de inicio, apertura de aplicaciones y respuesta general sin necesidad de reemplazar integralmente cada equipo.

Asimismo, se fortaleció la protección eléctrica mediante la incorporación de sistemas UPS, destinados a brindar respaldo a infraestructura vinculada con los sistemas de gestión.

La incorporación de un disco rígido de 4 TB y una fuente redundante para servidor permitió reforzar la capacidad y disponibilidad de la infraestructura central, disminuyendo la dependencia de componentes individuales y fortaleciendo las condiciones de continuidad operativa.

La modernización tecnológica no requiere necesariamente reemplazar todos los equipos. La combinación entre nuevas incorporaciones y actualización de componentes permite extender la vida útil de los recursos existentes, mejorar su rendimiento y utilizar de manera más eficiente las inversiones realizadas.

22.8 Tecnología al servicio de una gestión más integrada

La incorporación de equipamiento forma parte de un proceso más amplio de transformación digital de la Cooperativa.

Durante los últimos ejercicios se avanzó progresivamente en la utilización de nuevas herramientas para la gestión técnica, administrativa y operativa, procurando que una mayor cantidad de información pueda ser generada, almacenada y utilizada digitalmente.

En materia de infraestructura eléctrica, la digitalización y georreferenciación de activos mediante herramientas GIS, la medición inteligente, la telemedición y el SCADA se desarrollan específicamente en el Bloque II, dado que forman parte de la modernización del sistema eléctrico.

Dentro del ámbito administrativo, la reorganización documental y la progresiva digitalización de procedimientos constituyen la base para continuar avanzando hacia una organización más integrada, trazable y apoyada en información.

Los proyectos correspondientes principalmente al próximo ejercicio —nuevo sistema integral de gestión, modernización de facturación, nuevas aplicaciones, tableros de control y demás herramientas— serán desarrollados en el Bloque VII —Proyección Institucional.

22.9 Transformación digital e integración tecnológica de la gestión

La modernización tecnológica de la Cooperativa no se limita a la renovación del equipamiento informático. Durante el **Ejercicio N.º 83** se continuó trabajando en distintas iniciativas orientadas a digitalizar procesos, integrar información, mejorar la trazabilidad de las operaciones y generar nuevas herramientas para la gestión técnica, administrativa y comercial.

Estas acciones forman parte de una estrategia de transformación digital de carácter progresivo, mediante la cual se procura que la información generada por las distintas áreas pueda ser registrada, consultada y utilizada de manera más eficiente, reduciendo tareas manuales y facilitando la toma de decisiones.

El proceso comprende diferentes líneas de trabajo que presentan distintos grados de avance y que continuarán desarrollándose durante los próximos ejercicios.

22.9.1 Digitalización y georreferenciación de la infraestructura

Dentro de este proceso se continuó avanzando en la digitalización y georreferenciación de los activos de la Red de Distribución de Media Tensión mediante herramientas GIS.

La incorporación progresiva de información territorial permite vincular cada activo con su ubicación y características técnicas, generando una base digital que puede ser utilizada para planificación de obras, mantenimiento, análisis de la red y gestión de activos.

22.9.2 Herramientas digitales para la gestión operativa

Durante el período se avanzó también en el desarrollo de herramientas destinadas a mejorar la gestión de las tareas realizadas en campo.

Entre ellas se encuentra una aplicación móvil para la recepción y gestión de reclamos de Guardia y para el seguimiento de trabajos ejecutados por el personal de Redes, orientada a mejorar la trazabilidad de las intervenciones.

El objetivo es que las diferentes etapas de cada tarea —registro, asignación, ejecución y cierre— puedan incorporarse progresivamente a un circuito digital, disminuyendo la utilización de registros manuales y facilitando el seguimiento posterior.

La incorporación directa de información desde campo permitirá disponer de antecedentes más completos sobre las intervenciones realizadas y generar nuevas posibilidades para analizar tiempos de respuesta, tipos de trabajo, sectores de la red y utilización de recursos.

22.9.3 Seguridad informática y continuidad operativa

La creciente dependencia de sistemas digitales incrementa simultáneamente la importancia de proteger la información y preservar la continuidad de las operaciones.

Durante el ejercicio se continuó trabajando en el fortalecimiento de la infraestructura informática mediante mecanismos de respaldo, protección eléctrica, almacenamiento y redundancia, complementados por la renovación del equipamiento tecnológico.

La incorporación de sistemas UPS para infraestructura crítica, nuevas unidades de almacenamiento y componentes redundantes para servidores forma parte de esta estrategia.

La seguridad informática adquiere especial relevancia considerando que los sistemas tecnológicos participan actualmente no sólo en procesos administrativos, sino también en facturación, medición, comunicaciones, atención, gestión técnica y supervisión de infraestructura eléctrica.

Por este motivo, el fortalecimiento de los mecanismos de respaldo, protección de datos, control de accesos, recuperación de información y ciberseguridad constituye una línea de trabajo permanente.

22.9.4 Evolución del sitio web y los canales digitales

Durante el **Ejercicio N.º 83** se comenzó a trabajar asimismo sobre la evolución de los canales digitales de interacción con asociados y usuarios, dentro de una estrategia orientada a complementar la atención presencial con nuevas posibilidades de autogestión.

El desarrollo contempla la modernización del sitio web institucional y la progresiva incorporación de herramientas que permitan realizar consultas, solicitar turnos, acceder a información y efectuar determinadas gestiones de forma remota.

Esta línea de trabajo se encuentra vinculada con la reorganización de Atención al Público desarrollada durante el ejercicio: la tecnología no busca reemplazar la atención personalizada, sino ofrecer alternativas que permitan simplificar determinadas gestiones y reducir tiempos de espera.

22.9.5 Información e indicadores para la toma de decisiones

Otro de los ejes en desarrollo es la incorporación progresiva de tableros de control e indicadores de gestión.

La Cooperativa administra simultáneamente redes eléctricas, energía, usuarios, recursos humanos, vehículos, activos patrimoniales, procesos comerciales, inversiones y proyectos de infraestructura. Esta diversidad genera una importante cantidad de información que resulta necesario integrar y transformar en herramientas útiles para la gestión.

Los tableros buscan concentrar indicadores relevantes de las distintas áreas y facilitar su seguimiento por parte de la Gerencia y el Consejo de Administración.

El objetivo es avanzar hacia una gestión cada vez más basada en datos, permitiendo comparar resultados, identificar desvíos y disponer de información objetiva para la planificación y la toma de decisiones.

22.9.6 Automatización y digitalización de procesos internos

Durante el ejercicio también se continuó trabajando en la digitalización de formularios, solicitudes, registros y circuitos internos, procurando disminuir tareas administrativas repetitivas y mejorar la trazabilidad.

Esta línea se encuentra estrechamente relacionada con la reorganización del archivo documental desarrollada durante el período y con el objetivo de reducir progresivamente la dependencia del soporte papel.

La digitalización permite que la información pueda ser consultada de manera más rápida por las áreas autorizadas, disminuyendo duplicaciones y facilitando el seguimiento de los procesos desde su inicio hasta su finalización.

El desarrollo específico de la gestión documental se amplía posteriormente dentro del apartado correspondiente de este mismo bloque.

22.10 Integración de los sistemas de gestión

Uno de los principales desafíos identificados durante el proceso de transformación digital es la fragmentación de la información entre los diferentes sistemas utilizados por las áreas de la Cooperativa.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se comenzó a trabajar en el análisis de alternativas destinadas a lograr una mayor integración entre los procesos administrativos, contables, financieros, comerciales y operativos.

El objetivo es evolucionar desde un esquema en el cual diferentes áreas utilizan herramientas y bases de información parcialmente independientes hacia una arquitectura en la que los datos puedan relacionarse y utilizarse transversalmente.

La integración permitirá reducir cargas duplicadas, mejorar la trazabilidad, automatizar determinados procesos y disponer de información más consistente para la gestión.

Este trabajo constituye la base para una de las próximas etapas de modernización institucional: la renovación integral de los principales sistemas de gestión de la Cooperativa.

Información aislada → Integración de Sistemas → Información
compartida → Indicadores → Mejores Decisiones

22.11 Proyecto de modernización del sistema de gestión y facturación

Durante el **Ejercicio N.º 83** se comenzaron a desarrollar los análisis preliminares vinculados con uno de los proyectos tecnológicos más importantes para la próxima etapa de modernización institucional: el recambio integral del actual sistema de gestión y facturación.

La iniciativa surge de la creciente complejidad alcanzada por los procesos de la Cooperativa, el aumento de la cantidad de información administrada y la necesidad de lograr una mayor integración entre las diferentes áreas.

El proyecto procura disponer de una plataforma capaz de vincular progresivamente procesos administrativos, contables, financieros, comerciales y operativos, mejorar la disponibilidad y trazabilidad de la información y reducir tareas manuales o duplicadas.

Asimismo, la futura arquitectura deberá encontrarse preparada para interactuar con otras plataformas que forman parte del proceso de modernización de la Cooperativa, entre ellas los sistemas de medición inteligente, atención digital, gestión documental, indicadores y herramientas de análisis de información.

Se avanzó en la identificación de necesidades y requerimientos que deberán ser considerados dentro de esta transformación, correspondiendo al Ejercicio N.º 84 profundizar el proceso de evaluación, selección e implementación de las soluciones que resulten adecuadas.

La transformación digital no consiste en incorporar sistemas aislados. El objetivo es lograr que la información fluya entre las diferentes áreas, reducir tareas manuales y disponer de mejores herramientas para administrar una organización cada vez más compleja.

22.12 Una estrategia tecnológica transversal

Las diferentes iniciativas desarrolladas —renovación de equipamiento, GIS, herramientas móviles, seguridad informática, canales digitales, tableros de control, digitalización documental e integración de sistemas— forman parte de una misma estrategia institucional.

El objetivo es que la tecnología acompañe tanto la modernización de la infraestructura eléctrica como la evolución de los procesos administrativos, comerciales y operativos.

La transformación es necesariamente progresiva. Algunas herramientas se encuentran actualmente en funcionamiento, otras en etapa de desarrollo y otras requieren continuar su implementación durante los próximos ejercicios.

Lo relevante es que todas ellas responden a una orientación común: disponer de una Cooperativa más integrada, trazable, eficiente y apoyada en información para la toma de decisiones.

22.13 Inmuebles y dependencias

La Cooperativa dispone de un conjunto de inmuebles destinados a funciones administrativas, institucionales, operativas, sociales y energéticas.

La gestión de este patrimonio requiere conocer su utilización, superficie, estado, necesidades de mantenimiento y vinculación con las diferentes actividades de la institución.

De acuerdo con la información patrimonial incorporada al ejercicio, la superficie total informada asciende a aproximadamente **60.765,58 m²**, registrándose asimismo **4.105 m²** de mejoras sobre el conjunto de los inmuebles.

Inmueble / destino	Superficie aproximada
Parque de Rebaje El Prado – distintos lotes	5.117 m ²
Edificio Principal – Los Cerezos 44	947 m ²
Depósito de Redes	757 m ²
Casa Sala Velatorio	998 m ²
Edificio Consejo de Administración y Mutual VGB	947 m ²
Hogar – Sociedad del Apostolado Católico	12.689 m ²
Terrenos Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo	≈ 38.311 m ²
Superficie patrimonial informada	60.765,58 m²

La incorporación de los terrenos destinados al Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo amplió particularmente el patrimonio afectado al desarrollo de nuevos proyectos energéticos.

22.14 Gestión de activos durante todo su ciclo de vida

La evolución desarrollada durante el **Ejercicio N.º 83** refleja un cambio progresivo en el criterio utilizado para administrar los bienes de la Cooperativa.

El objetivo no consiste solamente en adquirir equipamiento nuevo, sino en evaluar permanentemente qué activos son necesarios, cómo se utilizan, cuánto cuesta mantenerlos, cuál es su condición y cuándo resulta conveniente actualizarlos, reemplazarlos o retirarlos de servicio.

Este enfoque permite preservar mejor el patrimonio, utilizar con mayor eficiencia los recursos disponibles y generar información para orientar las futuras inversiones.

Incorporar → Utilizar → Mantener → Evaluar → Renovar
"Gestionar mejor cada activo permite obtener mayor valor de las inversiones realizadas"

23. GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y DE SOPORTE

La prestación de los servicios requiere, además de infraestructura técnica, una estructura administrativa capaz de gestionar recursos, planificar disponibilidades financieras, abastecer oportunamente a las áreas, registrar operaciones y generar información confiable para la toma de decisiones.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, las áreas administrativas acompañaron un período especialmente dinámico para la Cooperativa, caracterizado por importantes inversiones en infraestructura eléctrica, desarrollo del PSFVC, incorporación de nuevas tecnologías, modernización de activos, cambios regulatorios y reorganización de distintos servicios.

Este escenario requirió fortalecer la coordinación entre Administración, Tesorería, Contabilidad, Compras, Gerencia y las distintas áreas técnicas y comerciales.

La gestión se desarrolló bajo criterios de responsabilidad económica, planificación, transparencia, trazabilidad, control interno y utilización eficiente de los recursos.

23.1 Administración como soporte transversal

La gestión administrativa articula procesos que atraviesan prácticamente todas las actividades de la Cooperativa.

Las obras eléctricas, adquisiciones de materiales, inversiones tecnológicas, contrataciones, pagos, cobranzas, registros contables y demás operaciones requieren circuitos que permitan documentar correctamente cada instancia y efectuar su posterior seguimiento.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se continuó fortaleciendo la coordinación entre sectores, procurando mejorar los mecanismos de control y la disponibilidad de información para la Gerencia y el Consejo de Administración.

La Administración constituye así un soporte transversal que permite convertir las decisiones institucionales en operaciones correctamente gestionadas, documentadas y controladas.

23.2 Tesorería y administración financiera

La magnitud del proceso de inversión desarrollado durante los **Ejercicios N.º 82 y N.º 83** otorgó una especial relevancia a la planificación financiera.

La ejecución simultánea de obras, adquisiciones y proyectos estratégicos requirió compatibilizar las necesidades habituales de funcionamiento con los compromisos derivados de las inversiones en ejecución.



En este contexto, Tesorería realizó un seguimiento permanente de ingresos, egresos, disponibilidades y obligaciones, programando los flujos de fondos necesarios para coordinar pagos a proveedores, contratistas y adquisiciones de materiales y equipamiento.

Uno de los aspectos relevantes del período fue que la Cooperativa pudo desarrollar este proceso de inversión sin recurrir a asistencia financiera externa, atendiendo los compromisos mediante recursos administrados por la propia institución y manteniendo una política de prudencia financiera.

La programación de los pagos permitió además mantener el cumplimiento de las obligaciones asumidas con proveedores y contratistas y preservar el normal abastecimiento necesario para las distintas actividades.

La capacidad de invertir debe desarrollarse sin comprometer los recursos necesarios para sostener diariamente los servicios de la Cooperativa.

23.3 Gestión Contable e información para la toma de decisiones

El Área Contable acompañó el proceso de inversión y modernización desarrollado durante los últimos ejercicios mediante las tareas de registración, control, conciliación y adecuada exposición de las operaciones realizadas.

El importante volumen de obras, adquisición de equipamiento e incorporación de nuevos activos incrementó la necesidad de mantener una correspondencia adecuada entre documentación respaldatoria, registros contables y evolución patrimonial.



La función contable permite que los Estados Contables reflejen correctamente el impacto económico y patrimonial de las decisiones adoptadas y que la Gerencia y el Consejo de Administración dispongan de información para analizar la evolución de ingresos, costos, inversiones, obligaciones y activos institucionales.

Durante el período se desarrollaron también las tareas de cierre, conciliación y verificación necesarias para la elaboración de los Estados Contables y los correspondientes procesos de revisión y control.

Una inversión correctamente ejecutada debe encontrarse también correctamente documentada, registrada y reflejada dentro del patrimonio de la Cooperativa.

23.4 Compras y abastecimiento estratégico

El nivel de inversión desarrollado durante los últimos ejercicios incrementó considerablemente la relevancia y complejidad del proceso de abastecimiento.



Las adquisiciones comprendieron materiales eléctricos, medidores inteligentes, vehículos, tecnología, equipamiento audiovisual, elementos de seguridad, herramientas y distintos bienes y servicios necesarios para las actividades de la institución.

La gestión procuró que las decisiones no fueran evaluadas exclusivamente a partir del precio inicial.

Dependiendo de las características de cada adquisición, se consideraron también factores como:

Calidad → Especificaciones Técnicas → Garantía → Disponibilidad →
Plazo de Entrega → Condiciones de pago → Antecedentes del proveedor
→ Servicio postventa → Repuestos → Costos durante la vida útil

Este criterio resulta especialmente importante en bienes destinados a permanecer muchos años en servicio.

“La alternativa de menor precio no necesariamente representa la alternativa más conveniente durante toda la vida útil del activo.”

23.4.1 Circuito de adquisición

El proceso de compra comprende distintas etapas destinadas a garantizar que cada adquisición responda adecuadamente a la necesidad que le dio origen.



Durante el ejercicio se procuró fortalecer la trazabilidad documental de las adquisiciones, permitiendo reconstruir cada operación desde el requerimiento inicial y las ofertas consideradas hasta la recepción del bien y su correspondiente registración y pago.

La recepción y conformidad constituye una etapa fundamental para verificar que los bienes o servicios respondan a las condiciones técnicas y comerciales acordadas antes de completar el circuito administrativo.

23.4.2 Gestión y diversificación de proveedores

Durante el período se continuó trabajando en la identificación y evaluación de nuevos fabricantes, distribuidores, contratistas y prestadores.

Contar con una base de proveedores más amplia permite disponer de mayores alternativas de abastecimiento, mejorar la capacidad de negociación y reducir la dependencia respecto de una única fuente de provisión, especialmente en bienes y materiales críticos para la continuidad de los servicios.

La experiencia obtenida en cada operación genera asimismo antecedentes relacionados con cumplimiento, calidad, tiempos de entrega y capacidad de respuesta, información que puede ser considerada en futuras adquisiciones.

23.4.3 Gestión documental y organización del archivo

Durante el **Ejercicio N.º 83** se desarrolló un proceso integral de reorganización y depuración del archivo documental de la Cooperativa. Las tareas comprendieron la revisión, clasificación, ordenamiento e identificación de documentación correspondiente a diferentes períodos, procurando mejorar sus condiciones de conservación, localización y consulta.

Como parte de este proceso, se efectuó asimismo la destrucción controlada de documentación con una antigüedad superior a diez años, una vez verificado el cumplimiento de los períodos legales y administrativos correspondientes para su conservación. La intervención permitió liberar espacios físicos, reducir la acumulación

innecesaria de documentación y preservar aquella que debe conservarse por razones legales, contables, técnicas o institucionales.

Revisar → Clasificar → Ordenar → Conservar → Depurar

23.5 Hacia una gestión documental digital

La reorganización del archivo físico constituye una etapa inicial dentro de un proceso de modernización de mayor alcance.

La Cooperativa genera diariamente documentación relacionada con asociados, proveedores, obras, compras, contratos, organismos públicos, entidades de control y procedimientos administrativos.

Por ello, resulta cada vez más importante disponer de herramientas que permitan localizar antecedentes rápidamente y relacionar cada documento con la operación que le dio origen.

El objetivo es avanzar progresivamente hacia una gestión en la cual, por ejemplo, una adquisición pueda relacionarse digitalmente con su requerimiento, las cotizaciones recibidas, la Orden de Compra, la recepción, la factura y el correspondiente pago.

Este enfoque permitirá reducir la dependencia del papel, fortalecer la trazabilidad y facilitar los procesos de consulta y control.

Una documentación organizada permite encontrar información más rápidamente, reconstruir decisiones y fortalecer la transparencia y el control interno.

23.6 Una administración preparada para acompañar el crecimiento

Los **Ejercicios N.º 82 y N.º 83** evidenciaron que el crecimiento de la Cooperativa y la magnitud de los proyectos desarrollados requieren que las áreas administrativas evolucionen paralelamente con la infraestructura técnica.

Cada obra e inversión requiere capacidad no solamente para ejecutarla, sino también para comprar, financiar, documentar, registrar, controlar y posteriormente evaluar las operaciones que hicieron posible su realización.

Tesorería, Contabilidad, Compras y Administración cumplen funciones diferentes pero complementarias dentro de este proceso: gestionar los recursos financieros, abastecer las necesidades institucionales, registrar las operaciones y generar información para la toma de decisiones.

La reorganización del archivo, el fortalecimiento de los circuitos administrativos y la incorporación progresiva de tecnología forman parte de una misma evolución hacia una gestión más integrada, ordenada, trazable y basada en información.

Los proyectos destinados a profundizar esta transformación durante el próximo ejercicio —incluyendo la incorporación de un nuevo sistema integral de gestión y la modernización del sistema de facturación— serán desarrollados en el Bloque VII —Proyección Institucional.

24. GESTIÓN DE LA OFICINA TÉCNICA



La Oficina Técnica cumple una función central en la evaluación y planificación de las solicitudes relacionadas con nuevas conexiones, ampliaciones de potencia, extensiones de redes y obras vinculadas con el sistema eléctrico de distribución.

Su actividad comprende el análisis de factibilidad técnica, elaboración y valorización de proyectos, determinación de materiales y recursos necesarios, evaluación de infraestructura existente y coordinación con las restantes áreas técnicas para la posterior ejecución de las obras.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se registraron los siguientes indicadores relacionados con la gestión de presupuestos:

Indicador	Cantidad	Descripción
Presupuestos valorizados	405	Solicitudes evaluadas técnica y económicamente
Obras procesadas	48	Obras de mayor relevancia derivadas de presupuestos valorizados
Presupuestos facturados	163	Solicitudes que avanzaron hasta la etapa de facturación
Presupuestos vencidos	170	Solicitudes que no continuaron su trámite, obras no ejecutadas o presupuestos internos

Estos indicadores permiten observar las distintas etapas que atraviesa una solicitud, desde su evaluación inicial hasta su eventual facturación y ejecución.



Los datos reflejan una mayor demanda de intervención de la Oficina Técnica durante el período. Los presupuestos valorizados pasaron de 302 en el Ejercicio N.º 82 a **405**, representando un incremento del **34,1 %**, mientras que las obras procesadas aumentaron de 35 a **48**, un crecimiento del **37,1 %**.

También se incrementó la cantidad de presupuestos que avanzaron hasta la instancia de facturación, pasando de 135 a **163**, lo que representa una variación positiva del **20,7 %**.

Una lectura conjunta de los indicadores permite observar que el crecimiento no estuvo limitado a la etapa inicial de evaluación.

En cuanto a la implementación de Tasas de Conexión significó un cambio en la forma de trabajo de la Oficina Técnica. Antes de su aplicación, una mayor cantidad de solicitudes requería la elaboración individual de presupuestos, incluso cuando correspondían a configuraciones de obra repetitivas y técnicamente similares.

La estandarización de estas tipologías permitió que determinadas solicitudes puedan ser valorizadas directamente mediante una tasa previamente definida, reservando la elaboración de presupuestos específicos para aquellas obras que, por su magnitud o características técnicas, requieren un análisis particular.

Como resultado de esta implementación:

- Menor cantidad de presupuestos individuales
- Menores tiempos de respuesta
- Criterios uniformes de valorización
- Mayor disponibilidad técnica para analizar obras de mayor complejidad
- Mayor transparencia para el asociado

Estandarizar las solicitudes frecuentes permite responder más rápido y concentrar los recursos técnicos en aquellas obras que requieren un análisis específico

Para el asociado, la mejora se traduce en un proceso más simple y previsible para solicitar una nueva conexión. Para la Cooperativa, permite reducir tareas administrativas repetitivas y utilizar de manera más eficiente la capacidad profesional de la Oficina Técnica.

La Oficina Técnica procesó un total de **1.521 actividades**, distribuidas en diversas categorías operativas. A continuación, se detallan las principales categorías ordenadas por volumen de gestión y comparado con el ejercicio anterior:

Actividad	Ejercicio N.º 82	Ejercicio N.º 83
Factibilidad de Servicio	609	461
Conexiones nuevas procesadas	319	313
Notas Oficina Eléctrica	189	20
Pilar Fuera de Norma	184	7
Pilar Modificación Solicitada	177	92
Solicitud de Servicio de Energía Eléctrica	104	86
Aumentos de Demanda	101	74
Alumbrado Público nuevo o mantenimiento	53	101
Cambio de Medidores	36	14
Obras nuevas	35	48
Instalación de Caja Rural	27	58

Actividad	Ejercicio N.º 82	Ejercicio N.º 83
Inspección Técnica	25	39
Reconexión Energía Eléctrica (a pedido del Socio) - Control	21	21
Trasladar de Caja Rural a Pilar	17	31
Solicitud de colocación de cámara de seguridad nueva	15	6
Informe de Servicio Energía Eléctrica	14	35
Entrega de Nota / Carta	13	5
Solicitud Cambio de Poste / Línea	12	8
Detección de medidor defectuoso	11	17
Trabajo en Medidor	11	7
Traslado Conexión de Energía Eléctrica	10	15
Variación de Tensión	9	25
Solicitud de Punto de Derivación	8	9
Realizar Inspección Pilar	5	15
Prórroga Construcción de Pilar	4	0
Corte de Servicio por Riesgo eléctrico	3	0
Demarcación de Traza	3	1
Asesoría Técnica	2	5
Pedidos de Informes Oficina Técnica	2	6
Reintegro: Cálculo según Art. 111	2	0
Servidumbre de Paso	2	0
Declaración de Artefactos	1	1
Declaración de Demanda	1	1
TOTAL	2.025	1.521

RESUMEN DE CIERRE: “Gestionar los recursos para sostener la transformación”

La transformación de la Cooperativa no depende únicamente de grandes obras o de la incorporación de nuevas tecnologías. Requiere también administrar responsablemente los vehículos, equipamiento, inmuebles, tecnología, recursos económicos, adquisiciones, documentación e información que hacen posible el funcionamiento cotidiano de la organización.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la renovación de la flota y la reducción de su antigüedad promedio, la actualización del equipamiento informático, el fortalecimiento de la infraestructura tecnológica, el ordenamiento patrimonial y documental y la consolidación de los procesos administrativos y técnicos reflejan una misma orientación: utilizar mejor los recursos disponibles y generar condiciones para administrar de manera más eficiente las inversiones futuras.

Al mismo tiempo, la dimensión alcanzada por los proyectos desarrollados reafirma la importancia de contar con áreas administrativas capaces de acompañar a las áreas técnicas, aportando planificación financiera, abastecimiento, control, trazabilidad e información para la toma de decisiones.

La gestión de activos y la administración de recursos constituyen, en consecuencia, dos dimensiones complementarias de una misma responsabilidad: preservar el patrimonio cooperativo y transformarlo en capacidad efectiva para prestar mejores servicios.

Planificar → Administrar → Mantener → Controlar → Modernizar

"Una gestión responsable de los recursos para una Cooperativa preparada para seguir creciendo"



BLOQUE V — PERSONAS, SEGURIDAD Y ORGANIZACIÓN

Las personas constituyen un componente esencial para el funcionamiento y evolución de la Cooperativa. La incorporación de nueva infraestructura, tecnología y procesos requiere simultáneamente contar con equipos capacitados, una organización adecuada y condiciones de trabajo que prioricen la prevención y la seguridad.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la gestión estuvo orientada a fortalecer las capacidades internas mediante nuevas incorporaciones, procesos de selección, capacitación, reconocimiento del desarrollo laboral y modernización de herramientas de Recursos Humanos.

Paralelamente, se profundizó la gestión de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente, avanzando hacia un modelo cada vez más preventivo, basado en la identificación de riesgos, la renovación y control de equipos de protección, la estandarización de procedimientos, la capacitación, el seguimiento de la salud ocupacional y una mayor trazabilidad ambiental.

Ambas dimensiones se encuentran estrechamente relacionadas: una organización preparada para crecer necesita personas con las competencias necesarias y, al mismo tiempo, condiciones de trabajo que permitan desarrollar cada actividad de manera segura, responsable y sostenible.

"Fortalecer a las personas, organizar mejor el trabajo y hacer de la seguridad una condición permanente de cada tarea".

25. RECURSOS HUMANOS Y DESARROLLO ORGANIZACIONAL

El Capital Humano constituye uno de los principales activos de la Cooperativa y un componente esencial para garantizar la continuidad, calidad y eficiencia de los servicios que se brindan a la comunidad.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la gestión de Recursos Humanos continuó orientándose al desarrollo de las personas, la capacitación, la adecuación de los equipos a las nuevas necesidades institucionales y la modernización de los procesos internos.

La incorporación de nuevos colaboradores, el reconocimiento de trayectorias y responsabilidades, la profesionalización de los niveles de conducción y la modernización de los procesos internos permitieron consolidar equipos con mayor capacidad para acompañar el crecimiento de la institución.

Al cierre del período, la Cooperativa alcanzó una dotación total de **75 trabajadores**, registrándose un incremento neto de cinco colaboradores respecto del ejercicio anterior.

La evolución acompañó el crecimiento de las actividades, la incorporación de nuevos proyectos, la modernización tecnológica y las nuevas exigencias operativas y administrativas de la institución.

25.1 Composición y evolución de la dotación

Durante el **Ejercicio N.º 83** se continuó revisando la estructura de personal con el objetivo de adecuarla a las necesidades operativas y a los nuevos proyectos desarrollados por la Cooperativa.

Los movimientos de ingreso y egreso se produjeron dentro de la dinámica normal de la organización, incluyendo incorporaciones, renunciaciones voluntarias, finalización de períodos de prueba, acuerdos entre partes, jubilaciones y otras modalidades previstas por la normativa laboral.

El resultado global fue un incremento neto de **5** (cinco) trabajadores respecto del ejercicio anterior, consolidando una estructura preparada para acompañar la expansión de actividades y las nuevas exigencias institucionales.

La estructura de personal combina colaboradores de amplia trayectoria con nuevas incorporaciones, procurando preservar el conocimiento institucional y, simultáneamente, incorporar nuevas capacidades técnicas, profesionales y de gestión.

La Cooperativa mantiene una marcada predominancia de personal con vínculo laboral permanente, que refleja una política orientada a sostener relaciones laborales estables y preservar el conocimiento institucional, particularmente importante en actividades que requieren experiencia técnica, conocimiento de la infraestructura y capacidad de respuesta ante situaciones operativas.

La dotación mantiene una importante participación de personal vinculado directamente con funciones operativas, técnicas, administrativas y de prestación de servicios, complementada por los niveles de conducción necesarios para coordinar las distintas actividades.



Dentro de estos niveles, la Cooperativa contaba durante el período con seis profesionales universitarios de diferentes disciplinas, aportando capacidades especializadas a la planificación, ejecución de proyectos y mejora de procesos.

En cuanto a la política de relaciones laborales se desarrolla dentro del marco establecido por la legislación vigente y los respectivos Convenios Colectivos de Trabajo —CCT—, durante el **Ejercicio N.º 83** permanecieron vigentes los encuadramientos correspondientes al Sindicato Regional de Luz y Fuerza, al Sindicato Argentino de Televisión, Telecomunicaciones, Servicios Audiovisuales, Interactivos y de Datos —SATSAD—, Circulo Sindical de la Prensa y la Comunicación de Córdoba – CISPREN-, junto con personal comprendido fuera de convenio según la naturaleza y responsabilidad de determinados puestos.

Parte del personal anteriormente comprendido en el Convenio Colectivo de Comercio fue incorporado al convenio correspondiente a Luz y Fuerza, mientras que determinados cargos pasaron a revestir condición de personal fuera de convenio conforme al nivel de responsabilidad asumido.

25.2 Desarrollo y consolidación del personal

La política de Recursos Humanos no se orientó únicamente a incorporar nuevos colaboradores, sino también a reconocer la evolución de quienes ya integran la organización.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se concretaron **4 (cuatro) recategorizaciones**, vinculadas con la evolución funcional, responsabilidades y competencias adquiridas por los trabajadores.

Asimismo, **5 (cinco) colaboradores** accedieron a la condición de personal permanente, luego de completar las correspondientes instancias de evaluación.

Estas acciones contribuyen a consolidar los equipos, reconocer nuevas responsabilidades y brindar previsibilidad al desarrollo laboral.

25.3 Jubilaciones y transmisión del conocimiento

Durante el **Ejercicio N.º 83** se produjeron **3 (tres) jubilaciones** correspondientes a trabajadores que finalizaron su trayectoria laboral luego de años de servicio en la institución.

Además del reconocimiento a quienes culminan esta etapa, estos procesos ponen de manifiesto la importancia de preservar y transmitir el conocimiento acumulado.

En actividades técnicas y operativas, una parte importante de ese conocimiento proviene de la experiencia adquirida durante años sobre instalaciones, procesos y situaciones particulares de la red.

Por ello, el recambio generacional debe acompañarse progresivamente con mecanismos de documentación, capacitación y transferencia de conocimientos, procurando que la experiencia institucional pueda ser transmitida a nuevos integrantes.



25.4 Organización y continuidad operativa

Durante el período, **3 (tres) colaboradores** de áreas operativas hicieron uso de licencias sin goce de haberes: dos pertenecientes al sector Guardia y uno al sector Redes.

La situación requirió reorganizar tareas y recursos para preservar la continuidad de las funciones operativas.

Estas situaciones evidencian la importancia de contar con equipos capaces de distribuir responsabilidades y mantener la operación aun frente a variaciones temporales en la disponibilidad de personal.

25.5 Selección e incorporación de personal

Durante el **Ejercicio N.º 83** se llevaron adelante **6 (seis) concursos de selección**, destinados a cubrir necesidades en distintas áreas estratégicas, técnicas y operativas.



Los procesos comprendieron posiciones para El Sauce TV, Compras, Taller Mecánico, Sistemas y Redes, entre otras funciones, y permitieron cubrir en conjunto **9 (nueve) vacantes**.

Las búsquedas fueron difundidas mediante diferentes canales institucionales y la evaluación final contó con la participación de Gerencia y de los responsables de las áreas solicitantes.

La instancia final de evaluación estuvo a cargo de la Gerencia junto con los responsables de las áreas

En la búsqueda correspondiente al Área de Sistemas se incorporó además el acompañamiento especializado de la empresa Manpower, ampliando la búsqueda y profesionalizando la instancia de preselección. El resto de los concursos fue desarrollado directamente por el Área de Recursos Humanos de la Cooperativa.

El criterio procura consolidar procesos de incorporación basados en idoneidad, competencias, transparencia y adecuación a las necesidades reales de cada puesto.

Necesidad → Búsqueda → Evaluación → Selección → Incorporación → Integración

25.6 Capacitación y desarrollo de competencias

La capacitación constituye una herramienta permanente para acompañar la evolución técnica, tecnológica y organizacional de la Cooperativa.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se desarrollaron actividades orientadas a fortalecer competencias vinculadas con liderazgo, comunicación, gestión, accesibilidad, herramientas informáticas, conocimientos técnicos y seguridad.

Entre las principales instancias se encontraron: actividades vinculadas con Comunicación y Programación Neurolingüística, formación para mandos medios y altos, lenguaje de señas, gestión de empresas eléctricas, prevención ante emergencias relacionadas con el suministro eléctrico y capacitación en Microsoft Excel.

En octubre de 2025 se realizó una capacitación específica en **Comunicación para Mandos Medios y Altos**, destinada a fortalecer habilidades de liderazgo, comunicación y gestión de equipos.

En abril de 2026, una agente comercial participó de una formación en **Lenguaje de Señas** dictada por la Universidad Nacional de Córdoba, fortaleciendo criterios de accesibilidad e inclusión en la atención al público.

Durante el mismo mes, tres referentes de Oficina Técnica, Redes y Atención al Público participaron de una **Diplomatura Universitaria en Gestión de Empresas Eléctricas**, también dictada por la UNC.

En junio de 2026 se dictó una capacitación en **Microsoft Excel**, en la cual participaron 16 colaboradores de Compras, Facturación, Recursos Humanos, Tesorería, Redes, Atención al Público, Contabilidad, Mediciones y



Pañol, reflejando el carácter transversal de determinadas herramientas para la gestión. La capacitación procura abarcar tanto conocimientos específicos vinculados con cada puesto como competencias necesarias para coordinar equipos, comunicarse, utilizar nuevas tecnologías y adaptarse a procesos cada vez más integrados.

En mayo de 2026 se desarrolló, en conjunto con el Cuerpo Activo de Bomberos Voluntarios, una capacitación sobre **prevención ante posibles emergencias vinculadas al suministro eléctrico**. La actividad estuvo orientada a mejorar la coordinación interinstitucional y brindar herramientas para actuar de manera segura frente a situaciones asociadas con instalaciones eléctricas.

Estas actividades muestran una concepción amplia de la capacitación, que comprende tanto conocimientos estrictamente técnicos como herramientas de gestión, comunicación y desarrollo profesional.

25.7 Modernización de la gestión de Recursos Humanos

Durante el **Ejercicio N.º 83** se avanzó también en la digitalización y profesionalización de diferentes procesos del Área de Recursos Humanos.

Las iniciativas desarrolladas buscaron reducir tareas manuales, mejorar la trazabilidad de la información, facilitar la autogestión y permitir que el área pudiera concentrar mayores capacidades en actividades vinculadas con desarrollo organizacional, capacitación, selección y gestión de las personas.

25.8 Profesionalización de la liquidación de haberes

Durante el **Ejercicio N.º 83** se celebró un contrato con la empresa Manpower para la prestación del servicio de liquidación de sueldos y jornales, incluyendo las presentaciones y obligaciones formales ante entes nacionales.



La decisión tuvo como objetivo fortalecer el cumplimiento normativo y profesionalizar un proceso de elevada especialización, permitiendo simultáneamente que Recursos Humanos concentre mayores capacidades en funciones vinculadas con el desarrollo de las personas y la organización.

25.9 Legajo Digital y Autogestión



Uno de los avances más relevantes fue la implementación del Legajo Digital, integrado con la Intranet institucional y desarrollado por personal del Área de Sistemas de la propia Cooperativa.

La herramienta permite que cada colaborador pueda:

Gestionar licencias → Acceder a recibos digitales → Consultar vacaciones
→ Verificar francos compensatorios

Los recibos digitales se encuentran disponibles desde enero de 2026. La implementación permitió reducir documentación en papel, agilizar procedimientos y brindar nuevas posibilidades de autogestión al personal.

25.10 Modernización del control de asistencia

Durante el **Ejercicio N.º 83** se renovó y amplió el sistema de control de horario mediante la incorporación de nuevos relojes de fichado con identificación biométrica. Esta herramienta se integra con el proceso de modernización administrativa del área.



La actualización permitió mejorar la confiabilidad de los registros de ingreso y egreso, y disponer de información más precisa para la administración de las jornadas laborales.

25.11 Credencial institucional



Durante el **Ejercicio N.º 83** se diseñó e implementó una credencial de identificación laboral para la totalidad de los colaboradores.

La iniciativa busca reforzar la identidad institucional, facilitar la identificación del personal durante el desempeño de sus funciones y mejorar la seguridad en los distintos espacios de trabajo y en la interacción con asociados, proveedores y comunidad.

La correcta identificación contribuye a mejorar la seguridad y generar mayor confianza en la interacción con asociados y usuarios.

25.12 Beneficios y formación académica

Durante el **Ejercicio N.º 83** se implementó un **Programa de Beneficios para el Personal**, basado en acuerdos con comercios y prestadores locales de distintos rubros.

El programa contempla acuerdos con comercios y prestadores locales que ofrecen descuentos y promociones en diferentes rubros, incluyendo supermercados, farmacias, gimnasios, servicios asistenciales, gastronomía, espacios recreativos, seguros y contenidos digitales.

La iniciativa procura complementar las condiciones laborales, promover su bienestar y generar simultáneamente relaciones de cooperación con actores de la comunidad.

Asimismo, se incorporó un incentivo vinculado con la participación del personal en la comercialización de espacios publicitarios del Canal Cooperativo **EL SAUCE TV**.

En junio de 2026 se suscribió asimismo un convenio con la **Universidad Siglo 21**, mediante el cual trabajadores de la Cooperativa y su grupo familiar directo pueden acceder a beneficios sobre la oferta académica de la institución, promoviendo el acceso a nuevas oportunidades de formación y desarrollo profesional.

Esta medida se vincula con una visión según la cual el desarrollo institucional debe estar acompañado por oportunidades para que las personas continúen incorporando conocimientos y competencias.

25.13 Inclusión laboral

Durante el período se desarrolló una experiencia de acciones de inclusión junto al **Centro de Atención Especial Renacer**, mediante la inserción laboral de uno de sus participantes.

La actividad, de carácter rentado, se inició el 1 de julio de 2025, con jornadas de lunes a viernes de 09:00 a 12:00 horas, y continuará vigente en el Ejercicio N.º 84. Esta iniciativa constituye una expresión concreta del compromiso institucional con la inclusión, la integración y la generación de oportunidades dentro de la comunidad.

25.14 Encuesta de Clima Operativo y Seguridad Laboral

Durante el **Ejercicio N.º 83** se implementó una **Encuesta de Clima Operativo y Seguridad Laboral**, destinada a conocer de manera directa la percepción del personal sobre diferentes aspectos de su experiencia dentro de la Cooperativa.



El objetivo fue identificar fortalezas organizacionales y detectar oportunidades de mejora que permitan orientar futuras acciones en materia de organización, gestión de personas y seguridad y salud laboral.

La encuesta se estructuró en dos grandes dimensiones: **Clima Operativo y Seguridad Laboral**.

En la primera se evaluaron aspectos tales como claridad de responsabilidades, disponibilidad de recursos y herramientas, planificación de tareas, apoyo de superiores, comunicación, reconocimiento, información disponible, claridad de procedimientos y satisfacción laboral.

En la dimensión vinculada con seguridad se analizaron la capacitación sobre riesgos, condiciones y disponibilidad de Elementos de Protección Personal, oportunidad de reposición de EPP, compromiso institucional con la seguridad, posibilidad de reportar riesgos, condiciones de los lugares de trabajo y percepción general de seguridad.



Los resultados se consolidaron mediante un gráfico radar, permitiendo visualizar comparativamente las distintas dimensiones evaluadas e identificar tanto fortalezas como oportunidades de mejora.

La incorporación de esta herramienta permite avanzar hacia una gestión de personas basada también en información y generar una referencia para orientar futuras acciones en materia de liderazgo, comunicación, organización del trabajo, capacitación, seguridad y bienestar laboral.

La representación facilita identificar aquellos aspectos con valoración favorable y aquellos que requieren mayor atención o acciones de mejora.

El propósito es que la encuesta no constituya una acción aislada, sino una referencia para definir iniciativas relacionadas con liderazgo, comunicación, organización del trabajo, capacitación, seguridad y bienestar laboral.

25.15 Desarrollo organizacional — próximo paso

A partir de los cambios experimentados por la Cooperativa, el crecimiento de las actividades y la incorporación de nuevas tecnologías resulta necesario continuar revisando la manera en que se encuentra organizada la institución.

Como línea de continuidad, considero importante incorporar acá el desafío que venimos trabajando para el Ejercicio N.º 84: avanzar hacia una revisión integral de la estructura organizacional, desarrollando un nuevo organigrama orientado por procesos y actualizando las correspondientes descripciones de puestos.

Este trabajo deberá permitir definir con mayor claridad:

Misión y propósito de cada área → Responsabilidades → Funciones →
Relaciones entre sectores → Conocimientos requeridos → Habilidades y
Competencias necesarias para cada puesto

26. SEGURIDAD, HIGIENE Y MEDIO AMBIENTE

Durante el **Ejercicio N.º 83** se profundizó el fortalecimiento de la gestión de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente, procurando evolucionar desde una modalidad centrada principalmente en controles y correcciones hacia un modelo cada vez más preventivo, sistemático y planificado.

La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y el cuidado del ambiente forman parte de los lineamientos estratégicos de la institución. En este marco, durante el período se intensificaron las acciones vinculadas con la identificación y evaluación de riesgos, renovación de Elementos de Protección Personal y herramientas de seguridad, capacitación, estandarización de procedimientos, supervisión de tareas, salud ocupacional, mejora de las condiciones edilicias y gestión ambiental.

Estas acciones alcanzaron tanto al personal propio como a empresas contratistas que realizan tareas para la Cooperativa.

Uno de los principales avances del ejercicio estuvo dado por la consolidación de una política preventiva basada en control, capacitación, trazabilidad de equipamiento y mejora continua, complementada con importantes acciones de regularización ambiental.

Prevenir → Capacitar → Controlar → Proteger → Mejorar
"La seguridad como parte integral de cada tarea"

26.1 Consolidación de una gestión preventiva

Durante el período se profundizó la revisión de las condiciones de trabajo y de los procedimientos utilizados en actividades de mayor criticidad, especialmente aquellas vinculadas con:

Riesgo eléctrico → Trabajos en altura → Izaje de cargas → Utilización de
máquinas y herramientas → Trabajos en la vía pública

La gestión se orientó a identificar las situaciones de riesgo antes de que se produzcan incidentes, verificando las condiciones de los equipos, los elementos de protección y los lugares de trabajo.

Se mantuvieron inspecciones en campo y acompañamiento de las actividades operativas, verificando el uso adecuado de los Elementos de Protección Personal —EPP—, la correcta señalización y delimitación de las zonas de trabajo y la aplicación de procedimientos acordes con los riesgos presentes.

La orientación procura identificar los riesgos antes de que se transformen en incidentes o accidentes, incorporando la prevención a la planificación habitual de cada actividad.

26.2 Elementos de Protección Personal

Uno de los ejes principales desarrollados durante el **Ejercicio N.º 83** estuvo orientado a fortalecer la gestión de los **Elementos de Protección Personal —EPP—**, mediante acciones de revisión, control, renovación y mejora de la trazabilidad del equipamiento utilizado por el personal.

Durante el período se realizó una revisión de los EPP de uso habitual y obligatorio requeridos para el desarrollo de las distintas actividades operativas, verificando su estado de conservación, condiciones de utilización y necesidad de reposición.



Entre los elementos alcanzados por estas acciones se encuentran cascos de seguridad, botines de seguridad dieléctricos, ropa de trabajo, anteojos de seguridad, protectores auditivos y demás elementos de protección requeridos de acuerdo con las características y riesgos específicos de cada tarea.

Aquellos elementos que presentaban deterioro, desgaste, daños visibles o condiciones que pudieran afectar su capacidad de protección fueron reemplazados o retirados preventivamente de servicio, procurando que el personal disponga de equipamiento adecuado y en condiciones para el desarrollo seguro de sus tareas.

La revisión permitió además reforzar criterios vinculados con la asignación, conservación, utilización obligatoria y reposición de los EPP, incorporando progresivamente mejores mecanismos de registro y seguimiento del equipamiento entregado al personal.

Dentro de este proceso general, se prestó especial atención a los elementos destinados a trabajos en altura, considerando el nivel de riesgo asociado a estas actividades.

Se efectuaron controles específicos sobre arneses de seguridad, cabos de vida, elementos de amarre, eslingas y dispositivos de anclaje utilizados por el personal operativo, avanzando además en la identificación y trazabilidad individual de estos equipos.

Este sistema permite mejorar su registro y seguimiento, facilitar las inspecciones periódicas e identificar aquellos elementos que requieren mantenimiento, sustitución o retiro de servicio.

Los equipos que presentaban deterioro, daños visibles, signos de oxidación, desgaste o cualquier condición que pudiera comprometer su desempeño seguro fueron retirados preventivamente de utilización, priorizando criterios de prevención y protección de los trabajadores.



Como parte del proceso de renovación, durante el ejercicio se incorporaron **10 kits completos** para trabajos en altura, integrados por arnés de cuerpo completo, elementos de amarre, eslingas de anclaje móvil y amortiguadores de caída, fortaleciendo la disponibilidad de equipamiento específico para las tareas desarrolladas por las cuadrillas operativas.

Asimismo, se incorporaron mentoneras para los cascos de seguridad utilizados durante trabajos en altura, procurando asegurar su correcta sujeción en tareas realizadas mediante escaleras, hidroelevadores y otros medios de acceso elevado.

La revisión y renovación del equipamiento fue acompañada por acciones de capacitación y concientización sobre selección, colocación, ajuste, utilización, inspección, conservación y mantenimiento de los EPP, reforzándose además su carácter obligatorio de acuerdo con los riesgos asociados a cada actividad.

Estas acciones responden a un criterio integral según el cual la seguridad no depende únicamente de disponer de elementos de protección adecuados, sino de combinar equipamiento, procedimientos de trabajo seguro, capacitación, control, supervisión y compromiso individual de cada trabajador.

De esta manera, la Cooperativa continuó avanzando en la consolidación de una cultura preventiva, procurando que la utilización correcta de los Elementos de Protección Personal forme parte de las prácticas habituales de trabajo y constituya la última barrera de protección frente a aquellos riesgos que no pueden ser eliminados o controlados completamente mediante otras medidas preventivas.

26.3 Seguridad frente al riesgo eléctrico

Por las características de la actividad desarrollada por la Cooperativa, el riesgo eléctrico constituye uno de los aspectos de mayor criticidad dentro de la gestión preventiva.



Durante el **Ejercicio N.º 83** se profundizaron los controles sobre guantes dieléctricos y herramientas aisladas utilizadas para maniobras eléctricas con el fin de garantizar que los mismos mantengan las características necesarias de aislamiento y seguridad. La inspección periódica de estos elementos continuará formando parte de la política preventiva de la Cooperativa. Esta metodología busca evitar que el equipamiento permanezca en servicio solamente por su apariencia externa, incorporando criterios objetivos de verificación técnica.



Se realizaron ensayos técnicos especializados sobre guantes dieléctricos y pértigas, retirándose de servicio aquellos elementos que no cumplían con los parámetros exigidos de seguridad.



Como parte del proceso se incorporaron nuevas pértigas aislantes y nuevos guantes dieléctricos Clase 00, destinados a trabajos de baja tensión, procurando mantener disponibilidad operativa suficiente para reemplazos y necesidades de las distintas cuadrillas.

También se adquirieron cajas plásticas reforzadas específicamente destinadas al almacenamiento de guantes dieléctricos Clase 3, protegiéndolos de humedad, polvo, radiación solar, deformaciones y eventuales daños mecánicos.

De esta manera, la gestión del equipamiento eléctrico comenzó a abordarse bajo un esquema que contempla su ensayo, identificación, almacenamiento, retiro preventivo y reposición.

26.4 Seguridad en maniobras de izaje

Las maniobras de izaje constituyen otra actividad de riesgo relevante, especialmente durante el montaje y reemplazo de transformadores y otros equipos pesados. Durante las inspecciones realizadas se detectaron eslingas que no se encontraban en condiciones adecuadas, sustituyéndose su sustitución.

Se incorporaron: 12 eslingas con capacidad de 4 toneladas; 18 grilletes de distintas capacidades; y se reemplazó el gancho de una hidrogrúa.

Las acciones desarrolladas permitieron fortalecer las condiciones de seguridad de las maniobras de elevación y traslado de cargas y avanzar hacia un criterio de reemplazo preventivo de los elementos sometidos a esfuerzos y desgaste.



26.5 Seguridad en trabajos en altura



Las tareas sobre postes, estructuras, líneas eléctricas y equipos instalados en altura requieren medios de acceso confiables y procedimientos específicos.

Durante el ejercicio se continuó renovando el parque de escaleras, incorporando equipos articulados y extensibles de aluminio y fibra de vidrio.

Se reemplazó la escalera del equipo de la Guardia Eléctrica por una unidad articulada de fibra de vidrio de 4 tramos, mejorando también las condiciones para su transporte y sujeción sobre el vehículo.



Asimismo, se incorporaron una escalera extensible de fibra de vidrio destinada a tareas de inspección y mantenimiento sobre gabinetes de comando y protección instalados en la vía pública; y una nueva barquilla

doble destinada al hidroelevador instalado sobre uno de los camiones, renovando el medio utilizado para el acceso del personal en trabajos elevados.

Estas inversiones forman parte de una política destinada a evitar la utilización de elementos deteriorados u obsoletos y reducir la exposición a riesgos durante las tareas en altura.

26.6 Capacitación en seguridad laboral

La capacitación constituye uno de los pilares principales de la prevención. Durante el **Ejercicio N.º 83** se desarrollaron actividades de inducción para el personal que se incorporó a la Cooperativa, abordando contenidos relacionados con normativa de Higiene y Seguridad, derechos y obligaciones, identificación de peligros, actos y condiciones inseguras, uso de EPP, prevención de incendios, gestión ambiental y funcionamiento del Sistema de Riesgos del Trabajo.



Asimismo, se desarrollaron 39 (treinta y nueve) instancias específicas de formación –un total de 32 (treinta y dos) horas-, vinculadas con trabajo en altura, investigación de accidentes, izaje de cargas, utilización de EPP, prevención y combate inicial de incendios, prevención de sobreesfuerzos, poda, manipulación manual de cargas, utilización segura de máquinas y herramientas y revalidación de operadores de equipos de izaje.

26.7 Métodos de Trabajo Seguro

Avanzamos con la elaboración de **16 (dieciséis) Métodos de Trabajo Seguro —MTS—** destinados a distintas actividades operativas del sector Redes Eléctricas. Estos procedimientos permiten identificar anticipadamente los riesgos asociados con cada tarea, establecer medidas de control y definir pautas uniformes para que las actividades sean ejecutadas con criterios comunes de seguridad.

La importancia de los MTS radica en que permiten evolucionar desde capacitaciones generales hacia procedimientos preventivos específicamente diseñados para cada trabajo.

Su implementación progresiva constituye una herramienta para estandarizar prácticas y consolidar una cultura en la cual la planificación de la seguridad forme parte de la preparación de cada tarea.

26.8 Salud ocupacional y prevención

La gestión preventiva incluyó también el seguimiento de la salud ocupacional y de las actuaciones desarrolladas juntamente con la Aseguradora de Riesgos del Trabajo (ART). A partir de recomendaciones efectuadas por la aseguradora se desarrollaron procedimientos específicos y capacitaciones orientadas a prevenir sobreesfuerzos y patologías relacionadas con determinadas actividades operativas.

Durante el período se dio cumplimiento y cierre a las acciones correctivas requeridas por la ART a partir de la investigación de una enfermedad profesional y se implementaron medidas preventivas vinculadas con riesgos ergonómicos y sobreesfuerzos.



Asimismo, la documentación del ejercicio registra la realización de **34 exámenes médicos periódicos, 4 inspecciones o visitas de la ART y 2 accidentes detectados, registrados y gestionados.**

También se efectuaron gestiones destinadas al recupero de haberes correspondientes a períodos de Incapacidad Laboral Temporal —ILT—, completándose satisfactoriamente el proceso de reintegro.

26.9 Evaluación de riesgos laborales

Durante el **Ejercicio N.º 83** se continuó actualizando la documentación vinculada con la identificación de riesgos de establecimientos y puestos de trabajo.

Se actualizaron Relevamientos de Agentes de Riesgo —RAR— correspondientes a dos establecimientos y un Relevamiento General de Riesgos Laborales —RGRL—.

Estos instrumentos constituyen una base para definir medidas preventivas, capacitación, controles médicos y adecuaciones sobre los puestos e instalaciones

26.10 Seguridad edilicia, orden y condiciones de trabajo

Durante el **Ejercicio N.º 83** se desarrolló un programa continuo de mejoras en los espacios de trabajo.

Las intervenciones comprendieron pintura, señalización, demarcación, mantenimiento de estacionamientos, adecuación de depósitos y pañoles, mejoras en la fosa del taller mecánico, reparación de cerramientos, tratamiento de humedades, mejoras sanitarias e incorporación de superficies antideslizantes.

También se realizaron tareas de clasificación y retiro de equipos y materiales fuera de servicio y se incorporó nueva cartelería preventiva y señalización de emergencia.

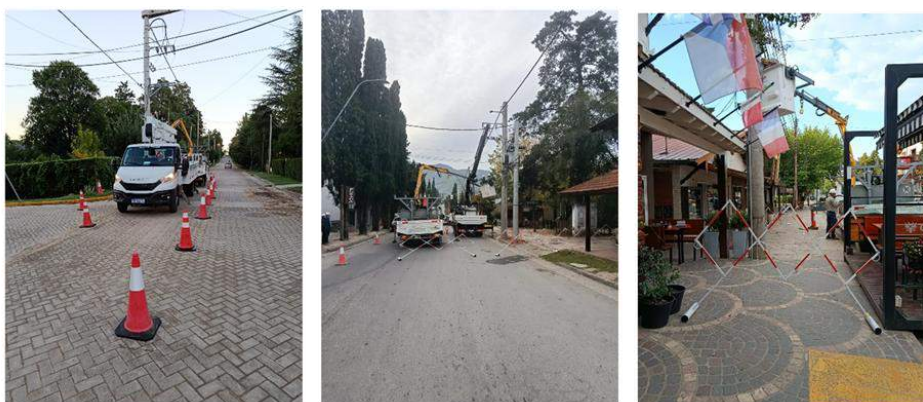
Asimismo, determinadas luminarias fueron reemplazadas por tecnología LED, mejorando simultáneamente las condiciones de iluminación y eficiencia energética. La seguridad no depende únicamente de los EPP: el orden, la limpieza, la iluminación, la señalización y el estado de las instalaciones constituyen también medidas preventivas.

26.11 Saneamiento de las dependencias

La higiene de las dependencias forma parte también de las condiciones necesarias para generar ambientes de trabajo adecuados. Durante el **Ejercicio N.º 83** se desarrollaron **7 (siete) tareas de saneamiento**, incluyendo acciones de desinfección, desinsectación y desratización en diferentes dependencias y sectores de la Cooperativa. Estas acciones se integran al mantenimiento edilicio, el orden y la limpieza como parte de una política preventiva orientada a conservar condiciones apropiadas para trabajadores y terceros.

26.12 Seguridad en la vía pública

Gran parte de nuestras actividades operativas se desarrollan sobre calles, rutas y espacios públicos, donde las cuadrillas conviven con la circulación de vehículos y peatones.



Para fortalecer la delimitación de las zonas de trabajo se incorporaron **6 (seis) vallas extensibles y regulables**, equipadas con cintas reflectivas y con capacidad de extensión de hasta 3,50 metros.

Asimismo, se adquirieron **50 (cincuenta) conos de señalización vial**, ampliando la capacidad para demarcar sectores intervenidos y mejorar la visibilidad de las cuadrillas.

Estas medidas procuran reducir riesgos no solamente para el personal de la Cooperativa sino también para peatones, conductores y terceros que circulan por los sectores donde se desarrollan los trabajos.

26.13 Preparación para emergencias

Durante el **Ejercicio N.º 83** se incorporaron tres botiquines de primeros auxilios, destinados a ampliar la disponibilidad de elementos básicos para la atención inicial de lesiones o emergencias.

Su adecuada utilización requiere complementarse con controles periódicos de contenido, vencimientos y reposición de los elementos utilizados

26.14 Gestión ambiental

La dimensión ambiental adquirió una importancia particular durante el **Ejercicio N.º 83**. Las acciones desarrolladas estuvieron orientadas al ordenamiento de la gestión de residuos, mejora de las condiciones de almacenamiento y regularización de situaciones ambientales provenientes de períodos anteriores.

26.14.1 Gestión y disposición de aceites contaminados con PCB

Uno de los principales hitos del ejercicio fue la culminación de la gestión correspondiente a aceites contaminados con PCB —bifenilos policlorados—, residuos que permanecían almacenados desde años anteriores y cuya disposición definitiva requería el cumplimiento de procedimientos técnicos, administrativos y ambientales específicos.

Para concretar su gestión se desarrollaron distintas tareas que comprendieron la identificación de los residuos, acondicionamiento del sector de almacenamiento, realización de análisis de laboratorio, preparación de documentación y manifiestos, acondicionamiento individual de los recipientes y coordinación con transportistas y operadores habilitados.

Como resultado de este proceso, durante febrero de 2026 se concretó el retiro de cuatro tambores que contenían, en conjunto, aproximadamente **800 litros de aceite contaminado con PCB**.

Los residuos fueron retirados mediante operadores habilitados y trasladados a una planta especializada para su correspondiente tratamiento y gestión final.

Operador: VAIRO S.A.

Transportista: 404 Chaco Servicios S.R.L.



Una vez efectuado el retiro, se procedió además al desmantelamiento del recinto de contención utilizado para su almacenamiento, dejando el sector en adecuadas condiciones de orden y seguridad.

En marzo de 2026 se recibió la documentación final emitida por el operador, incluyendo los certificados y resultados correspondientes al proceso de tratamiento y descontaminación de fecha 13/03/2026 emitido por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Posteriormente se completó la comunicación de finalización ante la autoridad ambiental nacional mediante el sistema SIMEL, cerrando formalmente la trazabilidad documental del proceso.

La culminación de esta gestión constituye uno de los hitos ambientales más relevantes del **Ejercicio N.º 83**, al permitir resolver una situación proveniente de períodos anteriores y documentar integralmente el circuito seguido por estos residuos, desde su almacenamiento hasta su tratamiento final.

26.14.2 Segregación de otros residuos

Paralelamente, la gestión ambiental comenzó a incorporar criterios de segregación y tratamiento diferenciado de otros residuos generados como consecuencia de las actividades habituales de la Cooperativa.

En este marco, durante el ejercicio se recolectaron y derivaron a un circuito de gestión diferenciada aproximadamente **6 kg. de pilas y baterías alcalinas**, evitando su disposición conjunta con los residuos comunes.

Estas acciones forman parte de un proceso progresivo de fortalecimiento de la gestión ambiental institucional, orientado a mejorar la identificación, segregación, almacenamiento transitorio, trazabilidad y disposición adecuada de los residuos, de acuerdo con sus características y los requerimientos aplicables.

Las actuaciones desarrolladas durante el período permitieron, asimismo, avanzar en las condiciones administrativas y operativas necesarias para mantener regularizada la situación de la Cooperativa como Generador de Residuos Peligrosos, proceso cuya continuidad documental se materializó inmediatamente después del cierre del ejercicio mediante la renovación del correspondiente Certificado Ambiental Anual.

26.14.3 Certificado Ambiental Anual

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la Cooperativa llevó adelante las gestiones necesarias ante el Ministerio de Ambiente y Economía Circular de la provincia de Córdoba, para mantener actualizada su situación como generador de residuos peligrosos y dar cumplimiento a las obligaciones ambientales vinculadas con el desarrollo de sus actividades.

Como resultado de dichas actuaciones, con fecha 7 de julio de 2026, inmediatamente después del cierre del ejercicio ocurrido el 30 de junio de 2026, se obtuvo la renovación del **Certificado Ambiental Anual**, correspondiente a la inscripción de la Cooperativa en el Registro de Generadores de Residuos Peligrosos, bajo el Generador N.º G000007094, Expediente N.º 0517-015706/2011.

El certificado posee vigencia hasta el 7 de julio de 2027 y comprende las siguientes categorías de residuos peligrosos:

- Y08: desechos de aceites minerales no aptos para el uso al que estaban destinados.
- Y48/Y08: materiales y elementos contaminados con aceites minerales.
- Y48/Y29: materiales y elementos contaminados con materiales y elementos contaminados con mercurio o compuestos de mercurio.

Si bien la emisión formal del certificado se produjo con posterioridad al cierre del **Ejercicio N.º 83**, su obtención constituye el resultado directo de las gestiones, controles y acciones desarrolladas durante el período, motivo por el cual se considera pertinente su incorporación en la presente Memoria.

La renovación consolida el marco documental y operativo necesario para la adecuada gestión de los residuos peligrosos generados por las actividades de la Cooperativa y permite dar continuidad a los procedimientos de identificación, segregación, almacenamiento transitorio, transporte, tratamiento y disposición final mediante operadores habilitados.

De esta manera, las acciones desarrolladas durante el **Ejercicio N.º 83** y la posterior renovación del Certificado Ambiental Anual reflejan un avance concreto en la consolidación de una gestión ambiental responsable, basada en la trazabilidad de los residuos, el cumplimiento de las obligaciones aplicables, la prevención de riesgos ambientales y la mejora continua de los procedimientos internos.

26.15 Seguridad y ambiente como cultura de gestión

Los avances alcanzados durante el **Ejercicio N.º 83** reflejan una evolución en la manera de abordar la Seguridad, Higiene y Medio Ambiente. La renovación de EPP y herramientas, los controles y ensayos, la capacitación, los Métodos de Trabajo Seguro, las inspecciones, el seguimiento de la salud ocupacional, las mejoras edilicias y la gestión de residuos responden a una misma orientación: identificar y controlar los riesgos antes de que se transformen en accidentes, fallas o impactos ambientales.

La prevención requiere continuidad y participación. Su efectividad aumenta cuando deja de ser una responsabilidad exclusiva de un área y se incorpora como criterio habitual en la planificación y ejecución de todas las tareas.

"Cuidar a las personas, las instalaciones y el ambiente es parte esencial de nuestra forma de trabajar"

RESUMEN DE CIERRE: “Personas preparadas, trabajo seguro y una organización que evoluciona”

El crecimiento y la transformación de la Cooperativa plantean desafíos que no pueden resolverse únicamente mediante nuevas obras, equipamiento o tecnología. Requieren también personas preparadas, responsabilidades claras, procesos organizados y una cultura preventiva capaz de acompañar cada actividad.

Durante el Ejercicio N.º 83, **la evolución de la dotación, los procesos de selección y capacitación, la incorporación de** herramientas digitales de Recursos Humanos y la utilización de instrumentos como la Encuesta de Clima Operativo muestran una organización que comienza a incorporar nuevas herramientas para gestionar sus capacidades internas.

Paralelamente, las acciones desarrolladas en Seguridad, Higiene y Medio Ambiente reflejan una evolución desde criterios principalmente reactivos hacia un enfoque basado cada vez más en la prevención, planificación, capacitación, estandarización y control.

La próxima etapa deberá profundizar esta integración, procurando que la estructura organizacional, las competencias de las personas, los procedimientos de trabajo y las herramientas tecnológicas evolucionen de manera coordinada. El objetivo es construir una Cooperativa donde el desarrollo institucional se encuentre acompañado por mejores capacidades, mayor claridad organizacional y condiciones de trabajo cada vez más seguras y responsables.

Desarrollar → Organizar → Capacitar → Prevenir → Cuidar
"Las personas hacen posible la transformación; la organización y la seguridad permiten sostenerla"



BLOQUE VI — INSTITUCIÓN, COOPERATIVISMO Y COMUNIDAD

La Cooperativa forma parte de una red de relaciones que excede la prestación cotidiana de sus servicios. Su actividad requiere interactuar permanentemente con otras cooperativas, federaciones, organismos públicos, gobiernos locales, instituciones educativas, organizaciones comunitarias y entidades vinculadas con el sector energético y de servicios públicos.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, se mantuvo una participación activa en distintos espacios de integración cooperativa y regional, se fortalecieron vínculos institucionales, se acompañaron proyectos estratégicos y se continuaron desarrollando acciones destinadas a contribuir con instituciones sociales, educativas, culturales, deportivas y asistenciales de la comunidad.

Esta dimensión institucional se complementa con un modelo de gobernanza basado en la actuación del Consejo de Administración, la Sindicatura, la Gerencia General y las distintas áreas de la organización, junto con profesionales externos que aportan conocimiento especializado en determinadas materias.

La cooperación, la participación y la responsabilidad institucional constituyen así componentes inseparables de la gestión.

"Una Cooperativa se fortalece cuando trabaja junto a otras instituciones y crece junto a su comunidad"

27. RELACIONES INSTITUCIONALES, COOPERATIVISMO Y COMUNIDAD

La prestación de servicios públicos y el desarrollo de proyectos estratégicos requieren capacidades que muchas veces exceden los límites de una sola organización.

Por este motivo, durante el **Ejercicio N.º 83** la Cooperativa continuó fortaleciendo su participación en organizaciones de integración, espacios regionales y ámbitos institucionales que permiten compartir experiencias, representar intereses comunes, acceder a conocimientos especializados y desarrollar respuestas conjuntas frente a desafíos compartidos.

La transición energética, la digitalización, el crecimiento de la demanda, las modificaciones regulatorias y la modernización de los servicios constituyen desafíos que adquieren una dimensión cada vez más regional y sectorial.

Integrar → Representar → Cooperar → Compartir → Desarrollar
"La cooperación nos fortalece: cuando las Cooperativas trabajan juntas, crecen nuestros servicios y nuestras comunidades"

27.1 Integración cooperativa

La Cooperativa participa en diferentes organizaciones de integración que cumplen funciones complementarias. FECESCOR aporta representación y articulación a escala provincial; CALACoop genera ámbitos específicos de cooperación entre entidades; COLSECOR mantiene vínculos particularmente relacionados con los servicios audiovisuales y de comunicación; mientras que el Consejo Regional Calamuchita constituye un espacio de proximidad territorial entre las cooperativas de nuestra región.

La participación simultánea en estos ámbitos permite mantener una mirada local, regional y provincial, intercambiando experiencias con organizaciones que enfrentan problemáticas similares.

En junio 2026, consejeros de la Cooperativa participaron de la Mesa de Trabajo Abierta del Sector Cooperativo, llevada a cabo en la ciudad de Almagro. Esta fue un espacio de diálogo institucional junto al Ministro de Cooperativas y Mutuales de Córdoba con el fin de poner en común las necesidades, desafíos y oportunidades de nuestro sector.

27.1.1 FECESCOR



La Federación de Cooperativas Eléctricas y Obras y Servicios Públicos Ltda. de la Provincia de Córdoba — **FECESCOR** — constituye uno de los principales espacios de representación e integración del cooperativismo de servicios públicos provincial.

Su misión se orienta a fortalecer el movimiento cooperativo mediante la representación institucional, asistencia técnica, capacitación y generación de espacios de intercambio para abordar de manera conjunta los desafíos relacionados con la prestación de servicios públicos esenciales.

La Federación contribuye además a representar una voz común ante organismos públicos y privados, impulsar el desarrollo técnico, económico y social de sus entidades asociadas, promover políticas que fortalezcan el modelo cooperativo y fomentar la profesionalización de quienes integran las organizaciones.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la Cooperativa mantuvo una participación activa en la Federación, fortaleciendo el intercambio con otras entidades del sector y participando en espacios vinculados con regulación, infraestructura, capacitación, nuevas tecnologías y desarrollo institucional.

Entre las principales actividades del período se destacan:

- Participación en la Asamblea Anual Ordinaria de FECESCOR del 12 de diciembre de 2025.
- Participación técnica en el 15.º Congreso y 9.ª Feria Empresarial, realizados los días 2 y 3 de octubre de 2025.
- Participación del 5.º Encuentro de Gerentes, desarrollado los días 7 y 8 de mayo de 2026. La agenda incluyó temáticas vinculadas con gestión digital de redes eléctricas, modelos de generación solar, energía eléctrica, herramientas especiales para obras eléctricas e intercambio de experiencias y propuestas de gestión. Estos encuentros permiten contrastar experiencias, compartir desafíos operativos y analizar soluciones implementadas en otras cooperativas.
- Continuidad de la representación institucional dentro de los órganos de la Federación. El Ing. Christian Barbero renovó su representación como Vocal Titular del Consejo de Administración para el período 2026, aportando la visión técnica y operativa de nuestra institución a los procesos de análisis y planificación sectorial.

Estos espacios permiten conocer experiencias desarrolladas por otras distribuidoras, analizar soluciones tecnológicas y mantener una participación directa en los ámbitos donde se discuten problemáticas comunes al sector cooperativo eléctrico.

La integración permite acceder a experiencias, conocimientos y capacidades que fortalecen las decisiones de la propia Cooperativa.

27.1.2 CALACoop Ltda. – Unión de Cooperativas de la Provincia de Córdoba



CALACoop Ltda., entidad cooperativa de segundo grado orientada a representar, integrar y fortalecer a las cooperativas de servicios públicos.

Su funcionamiento promueve el trabajo conjunto, la defensa del modelo cooperativo y la generación de herramientas destinadas a mejorar la eficiencia y sostenibilidad de las entidades integrantes.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la Cooperativa mantuvo también su participación en CALACoop Ltda. Su ámbito de actuación permite desarrollar acciones de cooperación vinculadas con aspectos técnicos, jurídicos, administrativos y estratégicos, y generar espacios para abordar conjuntamente temas como nuevas tecnologías, energía, telecomunicaciones e infraestructura.

En un contexto de transformación tecnológica y energética, estos ámbitos adquieren especial importancia como espacios para compartir capacidades y evaluar alternativas de manera conjunta.

27.1.3 COLSECOR



COLSECOR

COLSECOR Ltda. — Cooperativa de Provisión y Comercialización de Servicios Comunitarios de Radiodifusión—, entidad integrada por cooperativas de servicios públicos y pequeñas y medianas empresas de todo el país vinculadas con televisión por suscripción, telecomunicaciones, conectividad, radiodifusión y generación de contenidos digitales.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se continuó participando de este espacio de integración y utilizando herramientas y servicios desarrollados por COLSECOR en vinculación con las actividades de telecomunicaciones y servicios audiovisuales de la Cooperativa.

La experiencia acumulada en este tipo de redes de cooperación resulta particularmente relevante en un escenario de transformación del sector audiovisual y de telecomunicaciones, caracterizado por la creciente convergencia entre televisión, conectividad y plataformas digitales.

Aunque durante el ejercicio se produjo una importante reorganización del Área de Telecomunicaciones, la participación institucional en este tipo de espacios continúa aportando conocimientos, contenidos y experiencias que pueden contribuir especialmente al desarrollo futuro de **EL SAUCE TV** y de los medios de comunicación cooperativos.

27.1.4 Consejo Regional Calamuchita

La integración y cooperación regional entre cooperativas adquiere particular relevancia ante los desafíos que plantea la prestación de los servicios públicos, muchos de los cuales trascienden los límites administrativos de cada localidad y requieren capacidades de respuesta, conocimientos y experiencias que pueden ser fortalecidos mediante el trabajo conjunto.

En este marco, la Cooperativa participa activamente del **Consejo Regional Calamuchita**, espacio de integración conformado por **15 (quince) cooperativas del Valle de Calamuchita** y localidades vinculadas, orientado a fortalecer los vínculos institucionales y promover la cooperación entre las entidades que lo integran.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se mantuvo una participación activa y sostenida en este ámbito. Las reuniones, desarrolladas con periodicidad mensual, constituyen un espacio para analizar problemáticas comunes, intercambiar experiencias y conocimientos técnicos, administrativos y operativos, y abordar iniciativas de interés para el desarrollo del sector cooperativo regional.

El Consejo Regional Calamuchita consolida así una red sustentada en los principios de solidaridad, colaboración y asistencia mutua, permitiendo que las cooperativas compartan capacidades, experiencias y soluciones desarrolladas frente a problemáticas similares.

Esta articulación adquiere especial importancia ante contingencias o situaciones extraordinarias, en las cuales la cooperación entre entidades permite ampliar la capacidad regional de respuesta, facilitar la asistencia recíproca y poner a disposición recursos, conocimientos técnicos y experiencias acumuladas.

Asimismo, este ámbito favorece el análisis y desarrollo de iniciativas vinculadas con la eficiencia energética, innovación tecnológica, sustentabilidad, modernización de los servicios públicos y desarrollo territorial, posibilitando que las experiencias implementadas por una cooperativa puedan constituirse en antecedentes o referencias para las restantes entidades de la región.

Para nuestra Cooperativa, la participación en el Consejo Regional Calamuchita representa mucho más que un ámbito de encuentro institucional: constituye una herramienta estratégica de integración regional, basada en la convicción de que la cooperación entre entidades permite fortalecer las capacidades individuales y colectivas, mejorar la calidad de los servicios y acompañar de manera coordinada el crecimiento y desarrollo de las comunidades del Valle de Calamuchita.

Las Cooperativas que integran el Consejo Regional Calamuchita son las siguientes:

- Cooperativa de Obras y Servicios Públicos y Consumo Los Espinillos.
- Cooperativa de Luz, Fuerza y Anexos Ltda. de Los Reartes.
- Cooperativa de Luz y Fuerza y Aguas Corrientes de La Cumbrecita Ltda.
- Cooperativa de Luz y Fuerza y Otros Servicios Públicos de Villa General Belgrano Ltda.
- Cooperativa de Aguas Corrientes y Servicios Públicos de Villa General Belgrano Ltda.
- Cooperativa de Provisión de Energía Eléctrica, Vivienda, Crédito y Servicios Públicos de Santa Rosa de Calamuchita.
- Cooperativa Santa Mónica Ltda.
- Cooperativa de Aguas Corrientes, Electricidad, Teléfono y Servicios Públicos de Villa Yacanto Ltda.
- Cooperativa de Obras y Servicios Públicos Ltda. Villa del Dique.
- Cooperativa de Electricidad, Obras y Servicios Públicos Ltda. de Villa Rumipal.
- Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos y Servicios Sociales de Amboy y Villa Amancay Ltda.
- Cooperativa de Provisión de Servicios Públicos de Embalse Ltda.
- Cooperativa de Electricidad y Servicios Públicos Anexo La Cruz Ltda.
- Cooperativa de Provisión de Servicio Eléctrico, Obras y Otros Servicios Públicos y Asistenciales Los Cóndores Ltda.
- Cooperativa de Servicios Públicos de San Agustín Ltda.

27.2 Generadora Córdoba S.A. – GECOR



Generadora Córdoba S.A. (GECOR) es una empresa de capitales argentinos, propietaria de la Central Termoeléctrica 13 de Julio, ubicada en la ciudad de Río Tercero, provincia de Córdoba.

La Cooperativa mantiene una participación institucional y societaria en GECOR.

GECOR presenta una conformación particular: el 67 % de sus acciones pertenece a trabajadores y al Sindicato Regional de Luz y Fuerza, mientras que el **33 %** restante corresponde a **Cooperativas Eléctricas de la Provincia de Córdoba**, constituyendo un modelo de empresa de carácter social, solidario y autogestionado vinculado con el sector cooperativo eléctrico.

Nuestra Cooperativa participa en calidad de accionista. Al 30 de junio de 2026, la participación societaria registrada ascendía a **\$ 57.794.767,29**, correspondiente a la tenencia de **388 acciones Clase B**.

En el marco de esta participación, la Cooperativa interviene en las instancias societarias correspondientes y participa de las Asambleas de Accionistas.

Durante el **Ejercicio N.º 83** tuvo lugar la Asamblea General Ordinaria de Accionistas Clase B, celebrada el 12 de mayo de 2026.

La participación en GECOR vincula institucionalmente a la Cooperativa con un proyecto de generación eléctrica en el cual intervienen conjuntamente trabajadores del sector y cooperativas eléctricas provinciales.

Esta relación adquiere además una dimensión estratégica en el actual contexto de transición energética, en el cual nuestra Cooperativa está desarrollando paralelamente experienciapropia en generación mediante su Parque Solar Fotovoltaico.

27.3 Vinculación con gobiernos locales

La prestación de servicios públicos requiere una coordinación permanente con los gobiernos de las localidades comprendidas en el área de actuación de la Cooperativa.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se mantuvo un vínculo fluido, abierto y permanente con la **Municipalidad de Villa General Belgrano** y la **Comuna de Villa Ciudad Parque**, promoviendo el diálogo y la cooperación en iniciativas vinculadas con el interés comunitario.

Esta articulación resulta necesaria para coordinar obras, servicios, desarrollos urbanos, eventos, proyectos de infraestructura y otras actividades que requieren la intervención conjunta de las instituciones.

El objetivo es sostener canales permanentes de comunicación que permitan anticipar necesidades, facilitar la planificación y mejorar la respuesta frente a cuestiones que afectan a la comunidad.

La relación con la **Municipalidad de Villa General Belgrano** comprende numerosos ámbitos de cooperación. La gestión del Alumbrado Público constituye uno de los ejemplos más relevantes, pero la articulación institucional también comprende planificación territorial, obras de infraestructura, atención de eventos, coordinación frente a intervenciones sobre la vía pública y acompañamiento de iniciativas comunitarias. Durante el **Ejercicio N.º 83**, la Cooperativa continuó brindando apoyo a eventos, actividades y propuestas impulsadas por el gobierno municipal. A su vez, el vínculo resulta fundamental para acompañar el crecimiento urbano y turístico de la localidad, debido a que los nuevos desarrollos requieren una planificación coordinada de las infraestructuras públicas necesarias para brindar servicios adecuados.

La **Comuna de Villa Ciudad Parque** constituye otro interlocutor institucional permanente de la Cooperativa. La localidad presenta un crecimiento sostenido y requiere una coordinación constante en materia de infraestructura eléctrica, alumbrado, expansión urbana y servicios. Durante el período se continuó trabajando conjuntamente y acompañando actividades de interés comunitario, manteniendo canales abiertos de coordinación institucional. La presencia de infraestructura estratégica de la Cooperativa dentro de Villa Ciudad Parque —incluidos parques de rebaje, redes eléctricas y otros activos— refuerza la importancia de mantener una planificación conjunta sobre el desarrollo futuro del territorio.

27.4 Articulación institucional para proyectos estratégicos

Las relaciones institucionales cumplen también un rol fundamental para impulsar proyectos de infraestructura que trascienden la capacidad individual de una organización.

Un ejemplo relevante durante el **Ejercicio N.º 83** fue el acompañamiento institucional al proyecto de la futura **Estación Transformadora Los Espinillos 132/33/13,2 kV**, perteneciente a EPEC.

El proyecto contempla una nueva infraestructura de transformación y transporte en 132 kV, junto con nuevas vinculaciones de Media Tensión destinadas a fortalecer el abastecimiento de las Cooperativas de Villa General Belgrano, Los Reartes, Los Espinillos y La Cumbrecita.

El anuncio oficial se realizó el 3 de marzo de 2026 en Villa General Belgrano, con participación de autoridades del Gobierno Provincial, Municipalidad, Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos, EPEC y cooperativas eléctricas de la región beneficiadas por las futuras obras.

Al cierre del ejercicio, las obras se encontraban en ejecución, representando un avance significativo para superar restricciones existentes en la infraestructura regional y generar mejores condiciones para acompañar el crecimiento demográfico, turístico y productivo del Valle de Calamuchita.



Este tipo de proyectos demuestra que el desarrollo energético regional requiere coordinación entre distintos niveles de gobierno, empresas provinciales y cooperativas distribuidoras.

La Cooperativa continuará acompañando institucionalmente aquellas iniciativas que permitan fortalecer la capacidad y confiabilidad del abastecimiento eléctrico regional.

La articulación institucional no debe ser entendida solamente como representación formal. Cada reunión, convenio, espacio de intercambio o proyecto conjunto puede generar capacidades que posteriormente se traduzcan en mejores servicios.

El contacto con otras Cooperativas permite conocer soluciones implementadas frente a problemas similares; la participación en federaciones brinda acceso a representación y capacitación; los vínculos con gobiernos locales facilitan la planificación territorial; mientras que la relación con organismos provinciales permite acompañar proyectos de infraestructura de mayor escala.

Por este motivo, la Cooperativa considera las relaciones institucionales como una herramienta de gestión y desarrollo, complementaria a las capacidades técnicas y económicas propias.

El **Ejercicio N.º 83** reafirmó la importancia de sostener una Cooperativa abierta a la cooperación y activamente integrada con otras instituciones.

Los desafíos futuros del sector eléctrico y de los servicios públicos serán cada vez más complejos. La incorporación de energías renovables, automatización, digitalización, generación distribuida, nuevas exigencias regulatorias y crecimiento de la demanda requieren combinar capacidades técnicas, económicas e institucionales.

La respuesta no depende exclusivamente de las inversiones individuales que pueda realizar cada entidad.

La fortaleza del modelo cooperativo reside también en su capacidad para integrarse, compartir conocimientos, coordinar recursos y construir respuestas colectivas.

De esta manera, nuestra Cooperativa continuará promoviendo una política de relaciones institucionales basada en el diálogo, la participación y la construcción de acuerdos, procurando que cada vínculo contribuya al fortalecimiento de la institución y al desarrollo sostenible de nuestra región.

27.5 Compromiso con la Comunidad

La identidad de la Cooperativa se encuentra estrechamente vinculada con la comunidad que le dio origen y a la cual pertenece. Más allá de la prestación de servicios públicos, el modelo cooperativo implica una responsabilidad social que se expresa en el acompañamiento a instituciones, organizaciones y proyectos que contribuyen al desarrollo de Villa General Belgrano, Villa Ciudad Parque y la región.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, esta vinculación se sostuvo mediante diferentes mecanismos de colaboración, entre ellos el Programa de Aporte Voluntario Solidario, donaciones y contribuciones directas, servicios de gestión de cuotas sociales para instituciones, actividades educativas, pasantías, acciones de formación e iniciativas de comunicación y difusión comunitaria. Estas acciones expresan una manera de entender nuestra función dentro de la sociedad: no solamente como prestadora de servicios esenciales, sino como una institución que forma parte activa de la vida de su comunidad. También estas acciones reflejan una concepción en la cual el crecimiento de la Cooperativa debe traducirse también en oportunidades para fortalecer el entramado social, educativo, cultural, deportivo y asistencial del territorio.

El compromiso con la comunidad no constituye, por lo tanto, una acción complementaria a la actividad institucional, sino una expresión concreta de los principios de solidaridad, ayuda mutua y cooperación que sustentan la naturaleza de nuestra organización.

Cooperar → Acompañar → Educar → Integrar → Compartir
"Una Cooperativa que crece junto a su comunidad"

El desafío hacia los próximos ejercicios será continuar fortaleciendo estos mecanismos, procurando que sean transparentes, participativos y sostenibles, y que permitan acompañar de manera efectiva a aquellas organizaciones que diariamente trabajan por el bienestar de nuestros vecinos. **La energía de una Cooperativa también se mide por lo que devuelve a su comunidad.**

27.6 Programa de Aporte Voluntario Solidario



Una de las principales herramientas de cooperación comunitaria es el **Programa de Aporte Voluntario Solidario**, mediante el cual los asociados realizan una contribución mensual destinada al sostenimiento de instituciones de bien público de Villa General Belgrano y Villa Ciudad Parque.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se dio continuidad al programa conforme a lo resuelto por la Asamblea General Ordinaria celebrada el 8 de noviembre de 2025. Los aportes establecidos fueron de **\$1.000 mensuales para asociados particulares** y **\$2.000 mensuales para asociados comerciales**.

La Cooperativa actúa como vehículo para canalizar esta expresión solidaria de sus asociados, permitiendo que los recursos lleguen a organizaciones que desarrollan actividades sociales, educativas, culturales, deportivas y asistenciales.

El programa constituye así una demostración concreta de cómo el modelo cooperativo puede generar mecanismos de participación colectiva capaces de fortalecer las instituciones de la propia comunidad.

Durante el **Ejercicio N.º 83** participaron en promedio del Programa de Aporte Voluntario Solidario **7.193 asociados particulares** y **1.135 asociados comerciales**, alcanzando un total promedio de **8.328 aportantes**.

El importe total facturado mediante este mecanismo durante el período ascendió a **\$ 86.919.100**.

La magnitud de la participación demuestra que la solidaridad no constituye solamente un valor institucional, sino una práctica sostenida por una parte significativa de quienes forman parte de la Cooperativa.

Durante el **Ejercicio N.º 83** participaron como beneficiarias del programa **17 Instituciones** vinculadas con diferentes ámbitos de la vida comunitaria:

Institución	Ámbito principal
Asociación Cooperadora de Escuelas Públicas – A.C.E.P.	Educación
Aeroclub	Comunitario / Deportivo
Asociación Civil Calaguala	Social / Comunitario
Asociación Civil Semillas del Sur	Social / Comunitario
Biblioteca Popular Manuel Belgrano	Cultura / Educación
Bomberos Voluntarios de VGB	Servicio Comunitario
Centro de Jubilados de VGB	Social
Centro de Jubilados de VCP	Social

[Firma]
Lorena María Beltrán
Secretaria

Institución	Ámbito principal
Centro Atención Especial RENACER	Inclusión / Asistencia
Centro Juvenil de VGB	Social / Juvenil
Club de Rugby VGB	Deportivo
Club Social y Deportivo	Deportivo / Social
Cooperadora Policial	Comunitario
Fundación Amigos con Patas	Protección animal
Fundación La Capillita	Social / Comunitario
Hogar de Día Rayo de Sol	Social / Asistencial
Museo del Carruaje	Cultura

La amplitud de las instituciones alcanzadas demuestra el carácter transversal del programa, que comprende educación, deporte, cultura, asistencia social, inclusión, seguridad comunitaria y otras actividades de interés público.

Una característica especialmente relevante es que las propias instituciones beneficiarias acuerdan los porcentajes de distribución de los fondos recaudados, incorporando un mecanismo participativo a la asignación de los recursos.

Este mecanismo procura mantener un proceso participativo y transparente, evitando que la asignación dependa exclusivamente de una decisión unilateral de la Cooperativa.

La metodología refleja principios propios del movimiento cooperativo: participación, gestión democrática, solidaridad, ayuda mutua y construcción de acuerdos.

La Cooperativa aporta su estructura administrativa para canalizar la solidaridad de los asociados, mientras las instituciones participan en la definición de la distribución de los recursos.

27.7 Donaciones y colaboraciones directas

Complementariamente al Programa de Aporte Voluntario Solidario, durante el **Ejercicio N.º 83** la Cooperativa mantuvo una política de **donaciones y colaboraciones directas** destinada a acompañar actividades e instituciones de interés comunitario.

Entre el 1 de julio de 2025 y el 30 de junio de 2026, estas contribuciones alcanzaron un total de **\$ 3.237.189,08**.

Las acciones abarcaron iniciativas sociales, educativas, culturales y comunitarias, combinando aportes económicos con provisión de bienes y materiales.

Las principales contribuciones registradas durante el ejercicio fueron:

Acción / Institución	Importe
Acto del 9 de Julio – Chocolatada y facturas	\$ 1.547.798,41
Día del Niño – Bicicleta	\$ 194.214,88
9.ª Edición “Apasionados por el Té”	\$ 10.000,00
Guardería de Villa Ciudad Parque – Plafones LED	\$ 468.386,10
Jornada de Capacitación Técnica – IPEA 238	\$ 100.000,00
Patrocinio anual “Concierto del Rincón”	\$ 300.000,00
Merendero Barrio Oeste – Calefactor	\$ 150.236,40
Asociación Civil Red Solidaria – Aporte para administración	\$ 250.000,00
Materiales eléctricos varios	\$ 216.553,29
TOTAL	\$ 3.237.189,08

Los aportes realizados muestran que el acompañamiento comunitario adopta distintas modalidades según las necesidades existentes: apoyo a celebraciones comunitarias, equipamiento, infraestructura, capacitación, cultura y asistencia a organizaciones sociales.

27.8 Gestión de cuotas sociales para instituciones

La colaboración de la Cooperativa no se limita a realizar aportes económicos. También se brindan servicios que permiten facilitar la gestión cotidiana de distintas organizaciones locales. Entre ellos se encuentra la **gestión y cobro de cuotas sociales**, realizada para entidades sociales, deportivas, culturales y comunitarias de Villa General Belgrano y la región.



Este servicio facilita a las instituciones la administración de sus cobranzas y brinda a sus asociados un canal adicional para cumplir con sus obligaciones.

La capacidad administrativa de la Cooperativa se pone así a disposición de las organizaciones de la comunidad, permitiéndoles simplificar determinados procesos y concentrar mayores esfuerzos en sus actividades específicas.

Durante el **Ejercicio N.º 83** la Cooperativa gestionó cuotas sociales correspondientes a **10 instituciones**:

- | | |
|----------------------------|---------------------------------|
| ▪ Foro de los Ríos | ▪ Asociación Civil Centro Suizo |
| ▪ Club Náutico Calamuchita | ▪ Asociación Amigos con Patas |
| ▪ Conciertos El Rincón | ▪ Centro de Jubilados de VGB |
| ▪ Club Social y Deportivo | ▪ Centro Vecinal 4 Horizontes |
| ▪ Centro Juvenil VGB | ▪ Asociación Civil Calaguala |

La continuidad de esta prestación constituye una forma concreta de colaboración institucional, utilizando la infraestructura administrativa y de cobranza existente para brindar apoyo a organizaciones locales.

27.9 Educación y vinculación con instituciones educativas

La educación constituye uno de los ámbitos donde la Cooperativa puede aportar no solamente recursos, sino también conocimiento técnico, experiencia profesional y oportunidades de acercamiento al mundo laboral.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se desarrollaron actividades con instituciones de diferentes niveles educativos, comprendiendo pasantías, orientación laboral, capacitación técnica y experiencias de articulación con establecimientos de educación superior.

27.9.1 Pasantías y acercamiento al mundo laboral



Durante el período se recibieron estudiantes mediante experiencias de pasantías provenientes del Colegio Alemán y del Colegio Parroquial San Juan Diego.

Estas actividades permitieron conocer el funcionamiento cotidiano de una organización cooperativa de servicios públicos, recorrer diferentes áreas y adquirir herramientas vinculadas con una futura inserción laboral.

La apertura de la organización a experiencias formativas constituye una manera de acercar a las nuevas generaciones al mundo del trabajo y compartir los conocimientos disponibles dentro de la institución.

27.9.2 Orientación para la inserción laboral

Profesionales del Área de Recursos Humanos brindaron también charlas destinadas a estudiantes de los últimos años del Colegio Alemán y del Colegio Aurora.

Los encuentros abordaron temas como:

Elaboración del Curriculum Vitae → Preparación para entrevistas →
Búsqueda de empleo → Primeros pasos dentro del ámbito laboral

La iniciativa permitió trasladar hacia la comunidad educativa herramientas y experiencias desarrolladas internamente por la Cooperativa.

27.9.3 Educación y conocimiento sobre la energía

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la Gerencia General brindó capacitaciones destinadas a acercar a estudiantes conocimientos sobre generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Las actividades estuvieron dirigidas a:

- los alumnos de los cuatro cursos de sexto grado de la Escuela Primaria Don José de San Martín de Villa General Belgrano;
- y estudiantes de tercer año del nivel secundario del Colegio Alemán de Villa General Belgrano.

Los contenidos fueron adaptados a cada nivel y permitieron explicar el recorrido de la energía desde su generación hasta su utilización en hogares, comercios e instituciones.

Las actividades incorporaron asimismo conceptos vinculados con uso responsable de la energía, seguridad eléctrica e importancia de la infraestructura necesaria para sostener el servicio.

Compartir el conocimiento técnico permite que niños y jóvenes comprendan mejor cómo funcionan los servicios esenciales que utilizan diariamente.



27.9.4 Vinculación con ITEC

En el ámbito de la formación superior se desarrolló una experiencia conjunta con el Instituto Tecnológico (ITEC). Estudiantes de la Tecnicatura en Recursos Humanos realizaron su trabajo final tomando a la Cooperativa como espacio de aplicación y análisis.

Como parte de esta vinculación se brindaron además dos charlas sobre gestión de Recursos Humanos, promoviendo el intercambio entre conocimientos académicos y experiencias concretas de gestión.

27.10 Comunicación al servicio de la comunidad

La Cooperativa dispone de una herramienta de especial valor para acompañar a las instituciones: **EL SAUCE TV**. Durante el **Ejercicio N.º 83**, el canal mantuvo una política de apertura hacia instituciones y organizaciones, brindando espacios para comunicar actividades, proyectos, propuestas y acontecimientos de interés social, cultural, educativo y comunitario.

Esta función complementa el acompañamiento económico o administrativo con una dimensión igualmente importante: dar visibilidad a las instituciones y a las actividades que realizan.

27.11 Cooperativismo y comunidad como parte de una misma identidad

Las acciones desarrolladas durante el **Ejercicio N.º 83** muestran que la integración cooperativa, las relaciones institucionales y el compromiso comunitario no constituyen actividades separadas de la gestión.

El intercambio con otras cooperativas permite ampliar capacidades; la articulación con gobiernos y organismos facilita proyectos de mayor escala; y el acompañamiento a instituciones locales permite que parte de los recursos y conocimientos de la Cooperativa contribuyan también al desarrollo de la comunidad.

El objetivo es mantener una institución abierta, integrada y capaz de construir vínculos que generen valor más allá de sus propias instalaciones y servicios.

Cooperar → Acompañar → Educar → Integrar → Compartir

En marzo 2026 el Consejo de Administración participó de una jornada de capacitación y diálogo a cargo de referentes del Ministerio de Cooperativas y Mutuales cuyo objetivo es seguir respondiendo con eficiencia a las necesidades de nuestros socios y el desafío de involucrar a las nuevas generaciones en este modelo asociativo que garantiza igualdad de derechos para todos.

27.12 Iluminación navideña en la Plaza José Hernández

En el marco de las celebraciones de Navidad 2025, la Cooperativa llevó adelante una intervención especial de iluminación en uno de los pinos ubicados en la Plaza José Hernández, acompañando la ambientación navideña de uno de los espacios públicos más representativos.

La iniciativa comprendió la instalación y puesta en funcionamiento de iluminación ornamental sobre el ejemplar, aportando una imagen distintiva durante las fiestas.

La acción representó además una nueva forma de participación de la Cooperativa en actividades vinculadas con la comunidad, poniendo a disposición sus capacidades técnicas y operativas para acompañar iniciativas que fortalecen la identidad local, generan espacios de encuentro y contribuyen a la ambientación de Villa General Belgrano durante una de las épocas de mayor significación social y turística del año.



De esta manera, la Cooperativa continuó complementando su función como prestadora de servicios públicos con acciones orientadas a acompañar la vida comunitaria y contribuir al desarrollo y embellecimiento de los espacios compartidos.

28. ASISTENCIA Y ACOMPAÑAMIENTO INSTITUCIONAL A LA MUTUAL VGB

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la Cooperativa continuó acompañando el proceso de consolidación de la Asociación Mutual de Socios de Entidades Asociativas de Desarrollo Local de Villa General Belgrano —Mutual VGB—, en concordancia con los objetivos establecidos al momento de su conformación y conforme a los convenios y acuerdos institucionales vigentes entre ambas entidades.

Este acompañamiento formó parte del proceso progresivo de transferencia y fortalecimiento de los servicios de carácter social y asistencial, procurando que la Mutual cuente con los recursos económicos, operativos, de movilidad, equipamiento e infraestructura necesarios para desarrollar adecuadamente las prestaciones que fueron asumidas en el marco de dicha transición.

Durante el ejercicio se avanzó especialmente en el fortalecimiento de los Servicios Asistenciales, Médico a Domicilio y de la Residencia Albertus Magnus, así como en distintas acciones vinculadas con la organización patrimonial y la planificación futura de los servicios transferidos.

28.1 Acompañamiento a los Servicios Asistenciales y Médico a Domicilio

En continuidad con los compromisos asumidos entre ambas instituciones, durante el **Ejercicio N.º 83** la Cooperativa mantuvo distintas acciones de acompañamiento destinadas a fortalecer el funcionamiento de los servicios administrados por la Mutual VGB.

Entre ellas se contempló asistencia financiera para contribuir al sostenimiento de las prestaciones, junto con inversiones destinadas a renovar y ampliar los recursos disponibles para la atención de los asociados y usuarios.

Uno de los principales avances del período fue la renovación de una de las ambulancias afectada a los Servicios Asistenciales. Para ello, la Cooperativa concretó la adquisición de un furgón Peugeot Boxer posteriormente acondicionado y equipado para su utilización como unidad de asistencia y traslado. La incorporación de esta nueva ambulancia permitió renovar un recurso esencial para la prestación del servicio y mejorar su capacidad operativa.

Asimismo, se incorporaron distintos bienes esenciales, mobiliario, equipamiento ortopédico y equipamiento médico, destinados principalmente a los Servicios Asistenciales y a la Residencia Albertus Magnus.

Entre los elementos incorporados durante el período se encuentran camas de una plaza con colchones, sillas con apoyabrazos, mesas de comedor, colchones antiescaras, sillas de ruedas, camas ortopédicas eléctricas y mecánicas, una báscula tipo silla y sillas higiénicas para baño y ducha.

También se incorporó equipamiento médico complementario, incluyendo equipos de presoterapia y magnetoterapia, un desfibrilador externo automático —DEA— y un otoscopio.

Estas acciones permitieron continuar adecuando los recursos disponibles a las necesidades propias de los servicios asistenciales, mejorar las condiciones de atención de los residentes y usuarios y facilitar las tareas desarrolladas por el personal.

De esta manera, la asistencia financiera, la renovación de la movilidad y la incorporación de equipamiento constituyeron distintas expresiones de un mismo proceso de acompañamiento institucional y fortalecimiento de los servicios transferidos a la Mutual VGB.

28.2 Transferencia de bienes afectados a los servicios

En continuidad con el proceso de transferencia de los servicios hacia la Mutual VGB, durante el **Ejercicio N.º 83** se avanzó también en la transferencia definitiva de bienes muebles que se encontraban afectados al desarrollo de las actividades asistenciales.

En este marco se concretó la donación de distintas unidades pertenecientes al parque automotor de la Cooperativa que venían siendo utilizadas para las prestaciones transferidas, permitiendo completar una nueva etapa del proceso de reorganización patrimonial asociado a los Servicios Asistenciales y Médico a Domicilio.

Durante el ejercicio fueron transferidos 9 vehículos, cuyo detalle se encuentra desarrollado en el punto 22.3 de la presente Memoria.

Esta transferencia permitió que los bienes directamente vinculados con dichas actividades pasaran a integrar el patrimonio de la entidad responsable de su prestación, dando mayor coherencia operativa y patrimonial al esquema implementado entre ambas instituciones.

Con estas acciones se avanzó sustancialmente en la culminación del proceso de transición correspondiente a los Servicios Asistenciales y Médico a Domicilio.

Permanece pendiente completar determinadas transferencias patrimoniales vinculadas con servicios administrados por la Mutual, cuya instrumentación continuará desarrollándose en las etapas posteriores del proceso.

28.3 Residencia Albertus Magnus: planificación y desarrollo de su infraestructura

En el marco del acompañamiento institucional a la Mutual VGB, durante el ejercicio se avanzó también en la planificación integral de la infraestructura de la Residencia Albertus Magnus, con una mirada orientada a su desarrollo futuro y a la actualización progresiva de sus espacios.

La iniciativa tuvo como objetivo ordenar y proyectar las intervenciones necesarias para acompañar la evolución de la Residencia, contemplando tanto sus necesidades actuales como las que pudieran surgir en futuras etapas de crecimiento y desarrollo de los servicios.

Para ello se llevó adelante un trabajo conjunto entre la Mutual, la Cooperativa y profesionales de distintas especialidades, que incluyó relevamientos técnicos, análisis de las instalaciones existentes, evaluación de alternativas y elaboración de propuestas orientadas a definir una estrategia integral de desarrollo.

Como resultado de este proceso se avanzó en la elaboración de un Master Plan para la Residencia Albertus Magnus, concebido como una herramienta de planificación destinada a establecer criterios de intervención, ordenar futuras obras y definir una hoja de ruta de mediano y largo plazo para la infraestructura del establecimiento.

Los trabajos desarrollados comprendieron, entre otros aspectos, el relevamiento de las instalaciones existentes, la elaboración del anteproyecto arquitectónico, el desarrollo del proyecto eléctrico, aspectos relacionados con Seguridad e Higiene, documentación técnica, planos, visados profesionales y las correspondientes instancias de coordinación con la Dirección General de Regulación Sanitaria de la Provincia de Córdoba.

El desarrollo de este Master Plan permitió contar con una visión integral y ordenada de la infraestructura de la Residencia Albertus Magnus, generando una herramienta de planificación para orientar futuras inversiones, acompañar su crecimiento y sostener la evolución de los servicios que allí se prestan.

En conjunto, las acciones desarrolladas durante el **Ejercicio N.º 83** representaron una nueva etapa en el proceso de articulación entre la Cooperativa y la Mutual VGB, avanzando progresivamente en la consolidación operativa, patrimonial e institucional de los servicios transferidos.

29. GOBERNANZA, ASUNTOS LEGALES Y ADMINISTRACIÓN INSTITUCIONAL

La conducción de una cooperativa de servicios públicos requiere mecanismos que permitan diferenciar adecuadamente las funciones de dirección institucional, gestión, ejecución y fiscalización.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, este esquema estuvo sustentado en la actuación del Consejo de Administración, la Sindicatura, la Gerencia General y las áreas de la Cooperativa, complementado mediante asesoramiento profesional externo en disciplinas que requieren conocimientos especializados.

Las decisiones adoptadas durante el período acompañaron proyectos vinculados con infraestructura eléctrica, generación renovable, digitalización, reorganización de servicios, inversiones, seguridad, gestión económica y relación con la comunidad.

29.1 Gobierno cooperativo

El Consejo de Administración constituye el órgano responsable de conducir la institución dentro del marco definido por la legislación cooperativa, el Estatuto Social y las decisiones de la Asamblea de Asociados.

Durante el **Ejercicio N.º 83** desarrolló su actividad mediante reuniones ordinarias y extraordinarias, en las cuales se analizaron y resolvieron cuestiones vinculadas con la administración, planificación estratégica y desarrollo de las distintas actividades de la Cooperativa.

La conducción institucional se complementa con la Sindicatura, responsable de las funciones de fiscalización previstas por el régimen cooperativo, y con la Gerencia General, encargada de coordinar la implementación operativa de las políticas y decisiones institucionales adoptadas.

Este modelo procura mantener una adecuada diferenciación entre conducción, ejecución y control, fortaleciendo la institucionalidad y la trazabilidad de las decisiones.

29.2 Consejo de Administración y planificación estratégica

Durante el período, el Consejo de Administración acompañó e impulsó decisiones vinculadas con la modernización de la infraestructura, incorporación de nuevas tecnologías, fortalecimiento del sistema eléctrico y desarrollo de proyectos estratégicos.

Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo → Medición Inteligente →
Teleoperación → Infraestructura Eléctrica → Eficiencia Energética →
Reorganización de Telecomunicaciones → Modernización de EL SAUCE TV

Estas decisiones no fueron concebidas como iniciativas aisladas, sino como componentes de un proceso de transformación institucional de carácter plurianual.

En este sentido, uno de los principales objetivos de la gobernanza institucional es vincular las decisiones inmediatas con una visión de mediano y largo plazo, procurando anticipar las necesidades futuras de los servicios y de la comunidad.

29.3 Articulación entre Consejo de Administración y Gerencia General

La gestión requiere una relación permanente entre los órganos que establecen políticas y prioridades y la estructura profesional responsable de ejecutarlas.

El Consejo de Administración define lineamientos institucionales, mientras que la Gerencia General y las diferentes áreas planifican, coordinan y ejecutan las acciones necesarias para su implementación.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se mantuvieron asimismo reuniones periódicas del Comité Ejecutivo, destinadas a realizar seguimiento de las resoluciones del Consejo de Administración y de los principales proyectos institucionales.

Este mecanismo procura reducir la distancia entre decisión y ejecución y mantener al órgano de conducción informado sobre el avance de los proyectos.

29.4 Información, seguimiento y control de la gestión

El objetivo es continuar avanzando hacia una gobernanza cada vez más apoyada en información objetiva, indicadores y seguimiento de resultados.

La creciente dimensión de la organización hace necesario que las decisiones estén respaldadas por información técnica, económica, financiera y operativa.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se continuó fortaleciendo la generación de información destinada a la Gerencia y al Consejo de Administración, incluyendo datos sobre flujo de fondos, disponibilidades, compromisos financieros, proyectos, inversiones y diferentes indicadores de gestión.

La orientación es avanzar progresivamente hacia una gobernanza cada vez más basada en:

Información → Indicadores → Seguimiento → Decisiones

29.5 Transparencia y rendición de cuentas

La transparencia constituye un componente esencial de la relación entre la Cooperativa y sus asociados.

La documentación correspondiente al **Ejercicio N.º 83** incluye la Memoria Anual, Estado de Situación Patrimonial, Estado de Resultados, Estado de Evolución del Patrimonio Neto, Estado de Flujo de Efectivo, Notas y Anexos, Informe del Síndico e Informe del Auditor Externo.

Estos instrumentos permiten conocer la evolución económica y patrimonial de la entidad y, al mismo tiempo, las principales acciones, inversiones y resultados de gestión desarrollados durante el período.

La propia Memoria Anual constituye, en este sentido, una herramienta de rendición de cuentas, procurando presentar de manera comprensible qué hizo la Cooperativa, qué recursos administró y qué resultados alcanzó.

29.6 Auditoría Externa

Los Estados Contables de la Cooperativa se encuentran sujetos a Auditoría Externa, incorporando un mecanismo independiente de revisión de la información económica y financiera.

Durante el período, esta función estuvo a cargo del Contador Público Nacional Juan Paulo Maldonado.

La auditoría contribuye a fortalecer la confiabilidad de la información presentada y complementa los restantes mecanismos internos y estatutarios de control.

29.7 Gestión de Asuntos Legales

La creciente complejidad técnica, contractual, laboral y regulatoria de las actividades de la Cooperativa requiere contar con asesoramiento jurídico permanente.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se continuó contando con el asesoramiento de los Dres. Martín Nuciforo y Federico Pérez Aguilar, quienes desarrollan funciones de representación y asistencia legal de la institución.

Su intervención comprende, entre otros aspectos:

Contratos y Convenios → Recupero de Créditos → Siniestros →
Relaciones Laborales → Reclamos de Terceros → Recupero de Energía →
Organismos Públicos y de Control → Proyectos Estratégicos

El objetivo es fortalecer progresivamente un enfoque preventivo, incorporando la revisión jurídica antes de adoptar decisiones o asumir obligaciones de especial relevancia.

La intervención legal previa permite definir responsabilidades, condiciones, garantías y riesgos antes de que una decisión se transforme en una contingencia.

29.7.1 Reclamos judiciales

Durante el **Ejercicio N.º 83** se continuó realizando el seguimiento de los procesos judiciales en los que interviene la Cooperativa. La gestión tiene como objetivo resguardar los intereses patrimoniales e institucionales, atender adecuadamente las contingencias legales y asegurar una representación profesional acorde con la complejidad de cada causa.

Reclamo FATLYF

La Cooperativa continúa adherida al Sistema de Defensa Conjunta implementado en 1990 por FECESCOR, bajo la responsabilidad técnico profesional del Estudio Jurídico Cmet, y jamás desde entonces hemos accedido al reclamo de la asociación sindical FATLYF para efectuar contribuciones patronales del orden del 11 % sobre sueldos, lo cual sí abonan otras cooperativas eléctricas no adheridas. Durante el Ejercicio pasado culminó un juicio que manteníamos con dicho sindicato, con resultados económicos altamente favorables para nuestra entidad. No obstante, la controversia jurídica continúa, pero es oportuno destacar que la nueva legislación de modernización laboral sancionada en el corriente año (Ley N.º 27802), que dejó sin efecto la ultraactividad automática de los convenios colectivos, va en línea con la postura no contributiva empresarial que sostenemos.

Causa laboral individual

Causa: BURONE FELITTI, LAURA SOFIA C/ COOPERATIVA DE LUZ Y FUERZA Y SERVICIO PUBLICOS DE VILLA GENERAL BELGRANO LTDA.– ORDINARIO – DESPIDO - EXPTE 12430615.

La presente causa se origina a partir del despido con justa causa dispuesto por la entidad, en referencia a la Sra. BURONE FELITTI, la misma cuestiona los motivos de dicha decisión, e inicia demanda por la suma de pesos \$ 8.498.606,85. Dicho proceso se encuentra actualmente en Cámara de Apelaciones Civil Comercial, Trabajo y Familia de la Ciudad de Río Tercero, sin fecha estimativa de resolución final.

29.8 Carácter ad honorem del Consejo de Administración

La Asamblea correspondiente al Ejercicio N.º 81 había autorizado, en el marco del artículo 67 de la Ley de Cooperativas N.º 20.337, la posibilidad de otorgar compensaciones económicas a integrantes del Consejo de Administración que desarrollaran determinadas actividades específicas encomendadas por la institución.

La autorización estableció que dicha compensación no genera vínculo laboral ni relación de dependencia, fijando un importe global máximo mensual de \$ 2.000.000, cuya distribución requiere aprobación previa del Consejo de Administración.

Sin embargo, durante el **Ejercicio N.º 83**, al igual que en el ejercicio anterior, el Consejo resolvió no aplicar ni asignar compensación económica alguna a sus integrantes.

En concordancia con la decisión anterior, durante el **Ejercicio N.º 83** los integrantes del Consejo de Administración desarrollaron sus funciones con carácter **ad honorem**, sin percepción de remuneraciones.

La documentación institucional destaca que los consejeros aportan voluntariamente su tiempo, experiencia y compromiso a la conducción de una organización que pertenece colectivamente a sus asociados.

Este aspecto representa una característica significativa del modelo cooperativo y debe ser adecuadamente explicitado en la Memoria, especialmente porque permite diferenciar la función institucional de los órganos sociales respecto de la gestión profesional y operativa desarrollada por la estructura permanente de la Cooperativa.

29.9 Asesoramiento profesional especializado

La creciente complejidad técnica, regulatoria y tecnológica de los servicios requiere complementar las capacidades internas con especialistas externos.

El asesoramiento externo no sustituye las capacidades internas, sino que las complementa en aquellos temas que requieren alta especialización.

Al cierre del **Ejercicio N.º 83**, la documentación registra asesoramiento externo especializado en las siguientes disciplinas:

Especialidad	Profesional / asesor
Auditoría Externa	Juan Paulo MALDONADO – Contador Público Nacional
Higiene y Seguridad	Juan Carlos BELETTI – Ingeniero en Seguridad e Higiene
Asesoría Legal	Martín NUCIFORO y Federico PÉREZ AGUILAR – Abogados
Mercado Eléctrico y Tarifas	José Mario Héctor OSVALDO – Ingeniero Electricista
Telecomunicaciones	Fabio BUFFA – Ingeniero en Telecomunicaciones
Sistema SCADA	Leandro Ezequiel ACEVEDO – Ingeniero en Sistemas Informáticos
Prensa y Comunicación	Carlos SANZ – Periodista
Informática y Sistemas	Juan Cruz VILLAGRA – Ingeniero en Sistemas / Luis Javier ESCALANTE

La diversidad de especialidades responde a una realidad cada vez más transversal: un proyecto energético, por ejemplo, puede involucrar simultáneamente cuestiones técnicas, económicas, contractuales, regulatorias, ambientales y de seguridad.

El asesoramiento especializado no sustituye las capacidades internas, sino que las complementa cuando la complejidad de una decisión requiere conocimientos específicos.

29.10 Consejo de Administración y Sindicatura

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la integración consignada en la documentación institucional fue la siguiente:

Cargo	Integrante
Presidente	Ana Cecilia MIRETTI
Vicepresidente	Esteban ACERBO
Secretario	Martín MUÑOZ
Prosecretario	Tomás LLANOS FABRIZIO
Tesorero	Marcelo TREACY
Protesorero	Néstor Hugo LURASCHI
1.º Vocal Titular	Daniel MARTINELLI
2.º Vocal Titular	Andrés RAMOS SERRA
3.º Vocal Titular	Ana María PIETSCH
1.º Vocal Suplente	Martín SANDOW
2.º Vocal Suplente	Alejandro BORUS
3.º Vocal Suplente	Tomás MANAVELLA
Síndico Titular	Leonardo Eduardo JUDEZ
Síndico Suplente	Jonathan GAUTIE

29.11 Gobernanza para una organización cada vez más compleja

El crecimiento de la Cooperativa, la incorporación de generación renovable, la digitalización de la red eléctrica, las nuevas tecnologías y la creciente complejidad regulatoria requieren fortalecer simultáneamente los mecanismos de conducción, información y control.

La gobernanza institucional debe permitir que las decisiones estratégicas sean adoptadas dentro de marcos claros, que su ejecución pueda ser seguida y evaluada y que los asociados dispongan de información sobre la evolución de la organización.

Consejo de Administración, Sindicatura, Gerencia, áreas internas, Auditoría Externa y asesores especializados cumplen funciones diferentes, pero complementarias dentro de este sistema.

Decidir → Ejecutar → Informar → Controlar → Rendir cuentas

RESUMEN DE CIERRE: “Cooperar, participar y construir comunidad”

La Cooperativa forma parte de un entramado institucional y comunitario mucho más amplio que su propia estructura organizativa.

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la participación en federaciones y espacios cooperativos, la integración regional, la vinculación con gobiernos locales, el acompañamiento a instituciones, las actividades educativas y los mecanismos solidarios permitieron ampliar el alcance de las capacidades construidas por la organización.

Al mismo tiempo, el crecimiento y la mayor complejidad de los proyectos desarrollados requieren fortalecer los mecanismos internos de gobernanza, control, asesoramiento y rendición de cuentas, asegurando que las decisiones institucionales puedan transformarse en acciones adecuadamente ejecutadas y supervisadas.

Estas dos dimensiones están estrechamente relacionadas. La fortaleza de una Cooperativa depende tanto de la calidad de su organización interna como de su capacidad para integrarse, generar confianza y construir vínculos con las instituciones y la comunidad de la cual forma parte.

Integrar → Participar → Cooperar → Controlar → Compartir
"Una Cooperativa sólida por dentro y comprometida con la comunidad de la que forma parte"



BLOQUE VII — PROYECCIÓN Y CIERRE DEL EJERCICIO

30. PROYECCIÓN INSTITUCIONAL – EJERCICIO N.º 84

El cierre del **Ejercicio N.º 83** permite evaluar los avances alcanzados y, al mismo tiempo, proyectar la siguiente etapa de desarrollo de la Cooperativa.

Muchas de las acciones ejecutadas durante el período fueron concebidas desde su origen con una visión de continuidad: el Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo puede ampliarse progresivamente; la medición inteligente constituye la base de una red eléctrica cada vez más observable; la automatización y el SCADA permiten avanzar hacia una operación más flexible; y la transformación digital comienza a integrar procesos que históricamente funcionaron de manera independiente.

El **Ejercicio N.º 84** deberá profundizar este proceso, procurando que las inversiones en infraestructura, tecnología, organización y personas evolucionen de manera coordinada acompañando el crecimiento sostenido de la demanda.

El desafío ya no consiste únicamente en mantener y ampliar las redes eléctricas. La Cooperativa debe administrar simultáneamente generación propia, medición inteligente, automatización, comunicaciones, activos, sistemas digitales, nuevas exigencias regulatorias y una relación cada vez más integrada con sus asociados.

La planificación del próximo período se estructura, por lo tanto, alrededor de siete grandes programas que dan continuidad a los lineamientos definidos en el Plan Estratégico Institucional.

Consolidar → Ampliar → Digitalizar → Integrar → Proyectar
"Preparar hoy la Cooperativa que nuestra comunidad necesitará mañana"

Los proyectos previstos para el **Ejercicio N.º 84** no constituyen iniciativas aisladas. Forman parte de un proceso plurianual orientado a fortalecer la infraestructura, incorporar nuevas capacidades energéticas y tecnológicas, mejorar la eficiencia y preparar a la organización para acompañar el crecimiento futuro.

La experiencia desarrollada durante el Ejercicio N.º 83 permite iniciar esta nueva etapa sobre una base significativamente fortalecida.

El desafío será ahora consolidar, ampliar e integrar esas capacidades.

30.1 Programa 1 — Transición energética y generación renovable



La transición energética continuará siendo una de las líneas estratégicas centrales del próximo ejercicio.

La construcción de las primeras etapas del Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo (PSFVC) permitió incorporar una nueva capacidad institucional: **la generación propia de energía renovable**. El Ejercicio N.º 84 permitirá avanzar desde la etapa inicial del proyecto hacia una participación progresivamente mayor de la generación propia dentro de la matriz energética de la Cooperativa.

30.1.1 Tercera etapa del Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo

Uno de los principales proyectos previstos es la ejecución de la tercera etapa del PSFVC, cuya realización fue aprobada por el Consejo de Administración antes del cierre del **Ejercicio N.º 83**.

La ampliación permitirá contar con:

- **330 kW adicionales de potencia de acople**, llevando la capacidad acumulada del Parque Solar a **990 kWac**.
- Aproximadamente **≈ 1.151,28 kWp** de potencia fotovoltaica “total instalada”.
- Un total de **1.872** módulos solares bifaciales de **615 W**,

- Tres inversores de 330 kW instalados.

La ampliación permitirá incrementar la generación renovable propia y, simultáneamente, continuar adquiriendo experiencia institucional en operación, mantenimiento, supervisión y gestión de activos de generación fotovoltaica.

La infraestructura fue concebida desde el inicio bajo un criterio modular y escalable, por lo que esta nueva etapa forma parte de un proyecto de mayor alcance.

La generación propia permite comenzar a diversificar las fuentes de abastecimiento y desarrollar capacidades internas que serán estratégicas frente al crecimiento futuro de la demanda y la transformación del sistema energético.

30.1.2 Generación distribuida — identificación, comunicación y normalización

El crecimiento de instalaciones particulares de generación fotovoltaica plantea también nuevos desafíos.

Durante el **Ejercicio N.º 84** se prevé profundizar las acciones de identificación, comunicación y normalización de instalaciones de generación distribuida existentes dentro del área de concesión que aún no se encuentren correctamente declaradas o registradas.

La finalidad será informar a los usuarios sobre los procedimientos aplicables y acompañar, cuando corresponda, su incorporación a los regímenes de Usuario Generador o Usuario Generador Prosumidor.



Esta tarea reviste especial importancia desde el punto de vista de la seguridad.

Cuando una instalación de generación se encuentra conectada a la infraestructura de distribución deja de constituir exclusivamente una instalación eléctrica interna del usuario. Su operación puede afectar las condiciones eléctricas de la red y, por lo tanto, debe encontrarse correctamente diseñada, declarada, ejecutada y protegida.

Especial importancia adquieren los sistemas de protección y desconexión automática ante la pérdida de tensión de la red pública. Una instalación conectada que no disponga de las protecciones correspondientes podría continuar energizando un sector de la red aun cuando ésta haya sido desconectada por la Cooperativa.

Esta situación representa un riesgo significativo para el personal que realiza tareas de operación, mantenimiento, reparación o reposición del servicio, así como para terceros y para las propias instalaciones eléctricas.

Por este motivo, el desarrollo de generación distribuida requiere que la Cooperativa conozca la existencia, ubicación y características de las fuentes instaladas dentro de su área de concesión, conectadas o potencialmente vinculadas con la red de distribución, con el fin de poder verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos aplicables, planificar correctamente maniobras, trabajos de mantenimiento, protecciones y condiciones de operación.

Identificar → Informar → Regularizar → Proteger → Integrar

30.2 Programa 2 — Fortalecimiento de la infraestructura eléctrica



La evolución de la demanda y el crecimiento territorial requieren continuar ampliando y adecuando la infraestructura física del sistema eléctrico.

Durante el **Ejercicio N.º 84** se procurará mantener una planificación orientada a anticipar necesidades, incrementar capacidad y mejorar la flexibilidad operativa.

30.2.1 Subestaciones Transformadoras

La planificación contempla continuar desarrollando nuevas Subestaciones Transformadoras MT/BT y remodelando o repotenciando las instalaciones existentes.

Las intervenciones deberán priorizar sectores donde el crecimiento de la demanda, la distribución de cargas o las condiciones de infraestructura hagan necesaria una ampliación, repotenciación o adecuación.

Los objetivos serán:

Acompañar la demanda → Mejorar los niveles de tensión → Redistribuir cargas → Incrementar seguridad → Reducir pérdidas → Aumentar capacidad

Las obras definitivas deberán quedar individualizadas en función de los proyectos aprobados y de las necesidades identificadas mediante medición, telediagnóstico y análisis técnico.

30.2.2 Expansión y adecuación de redes MT/BT

El crecimiento de Villa General Belgrano, Villa Ciudad Parque y los sectores rurales comprendidos dentro del área de prestación continuará requiriendo intervenciones sobre las redes de Media y Baja Tensión.

La planificación combinará:

- ampliación de redes;
- renovación y repotenciación;
- mejora de la capacidad de maniobra;
- adecuación de postación;
- incorporación de nuevas SET;
- y obras destinadas a mejorar la distribución de cargas y la reducción de pérdidas técnicas.

La estrategia continuará combinando expansión física de infraestructura con incorporación de tecnología y herramientas de gestión.

30.2.3 Infraestructura eléctrica regional — Estación Transformadora Los Espinillos

La Cooperativa continuará acompañando institucional y técnicamente el proyecto de la futura Estación Transformadora Los Espinillos 132/33/13,2 kV y los tendidos de 33 kV asociados al abastecimiento del área de concesión.

Por tratarse de infraestructura dependiente de organismos externos, su evolución requerirá mantener una articulación permanente con EPEC, Gobierno Provincial, gobiernos locales y cooperativas de la región.

Su concreción representa una intervención estratégica para fortalecer la capacidad de abastecimiento regional en el mediano y largo plazo.

30.3 Programa 3 — Smart Grid, automatización y gestión inteligente de la red



El proceso de modernización del sistema eléctrico continuará orientándose hacia una red progresivamente más observable, automatizada y digitalizada.

La estrategia integra diferentes tecnologías que no deben ser consideradas de manera aislada:

Medición Inteligente + SET MT/BT Telediagnóstico + Reconectores + Comunicaciones + SCADA + RTU + GIS

El objetivo es que la información generada por estos sistemas pueda utilizarse conjuntamente para mejorar la operación, el mantenimiento, la planificación y la calidad del servicio.

30.3.1 Continuidad de la medición inteligente — AMI

La expansión de la medición inteligente continuará constituyendo uno de los principales programas tecnológicos que forman también parte de un objetivo más amplio: avanzar progresivamente hacia una red eléctrica inteligente (Smart Grid).

Al cierre del **Ejercicio N.º 83**, se encontraban instalados **5.740 medidores inteligentes** sobre **9.632 suministros**, equivalentes aproximadamente al **59,59 %**, junto con la adquisición de 1.000 nuevos medidores destinados a continuar el programa.

Durante el **Ejercicio N.º 84** se procurará continuar ampliando la cobertura y, especialmente, profundizar la utilización de la información disponible. Al 31/08/2026 se cuentan con **5.919 medidores inteligentes** instalados, y una cobertura del **61,45 %** del total de suministros de energía.

La expansión de AMI permitirá mejorar:

Lecturas en tiempo real → Análisis de cargas → Detección de anomalías
→ Balances energéticos → Gestión Comercial → Planificación →
Reducción de pérdidas

Entre las posibilidades futuras se encuentran el análisis avanzado de la red, integración de generación distribuida, servicios digitales y eventual desarrollo de modalidades tarifarias diferenciadas por horario, siempre sujetas al marco regulatorio correspondiente.

El objetivo para el nuevo ejercicio será continuar construyendo esa plataforma tecnológica, evitando concebir cada dispositivo como una solución aislada y procurando su integración dentro de un mismo ecosistema de información y operación.

30.3.2 Continuidad de la telemedición de SET

Durante el **Ejercicio N.º 83**, la cantidad de Subestaciones Transformadoras telemedidas pasó de 24 a **35**, incorporándose **11 nuevas instalaciones**. Durante el nuevo período se prevé continuar ampliando la cobertura.

La información obtenida permitirá identificar:

Sobrecargas → Desequilibrios → Niveles de Tensión → Evolución de
cargas → Necesidades de Repotenciación

El objetivo es que la telemedición se consolide progresivamente como una herramienta permanente para la gestión de activos y planificación de inversiones.

30.3.3 Automatización y teleoperación

La Cooperativa continuará ampliando la capacidad para supervisar y operar determinados equipos a distancia.

Los reconectores automáticos, sistemas de comunicación y SCADA permiten reducir tiempos asociados con la detección de fallas y determinadas maniobras y mejorar la información disponible para el Centro de Control.

La estrategia continuará orientándose hacia una red capaz de:

Detectar → Aislar → Maniobrar → Restablecer → Analizar

30.3.4 Modernización del telecontrol del Parque de Rebaje El Prado

Durante el **Ejercicio N.º 83** comenzaron las pruebas correspondientes a la nueva arquitectura de comunicaciones de la Unidad Terminal Remota (RTU) del Parque de Rebaje El Prado.

Los resultados obtenidos permitieron validar el esquema tecnológico y definir un plan de migración progresiva.

Durante el **Ejercicio N.º 84** se prevé continuar avanzando sobre:

- celdas de 33 kV;
- transformadores de potencia;
- alimentadores de 13,2 kV;
- alarmas auxiliares;

- comunicaciones;
- e integración progresiva de los reguladores automáticos de tensión.

La modernización permitirá fortalecer la confiabilidad, escalabilidad y capacidad de integración del principal Parque de Rebaje de la Cooperativa.

30.3.5 GIS y georreferenciación de la infraestructura

La digitalización georreferenciada de la red continuará avanzando mediante herramientas GIS.

La Cooperativa viene trabajando sobre la representación digital de la Red de Media Tensión, procurando vincular cada activo con su ubicación territorial y sus características técnicas.

Durante el nuevo período se buscará profundizar esta base de información y avanzar progresivamente hacia su integración con los restantes sistemas técnicos.

De una cartografía de redes → A una base digital de activos eléctricos

30.4 Programa 4 — Transformación digital e integración de la gestión



La transformación digital constituirá uno de los principales desafíos organizacionales del **Ejercicio N.º 84**.

Durante el **Ejercicio N.º 83** se comenzó a trabajar en renovación tecnológica, digitalización, integración de información, herramientas operativas, canales digitales y análisis de nuevos sistemas de gestión.

El próximo paso será profundizar esos desarrollos y comenzar a integrarlos dentro de una arquitectura institucional más coordinada.

30.4.1 Nuevo sistema integral de gestión y facturación

Uno de los proyectos de mayor alcance será avanzar en la renovación del actual sistema de gestión y facturación.

El proyecto contempla incorporar una solución basada en un ERP —Enterprise Resource Planning— y un nuevo sistema de facturación masiva, procurando integrar información administrativa, contable, financiera y comercial.

La implementación deberá comprender distintas etapas:

Relevamiento → Definición de procesos → Selección → Parametrización
→ Migración → Pruebas → Capacitación → Implementación

Por su alcance, el proyecto no debería ser considerado únicamente como un cambio de software. Representa una oportunidad para revisar y simplificar procedimientos antes de digitalizarlos, procurando evitar que circuitos innecesariamente complejos sean trasladados sin modificaciones a la nueva plataforma.

30.4.2 Integración y automatización de procesos

La modernización de los sistemas deberá acompañarse con una revisión progresiva de los circuitos internos.

Durante el **Ejercicio N.º 84** se procurará continuar avanzando en:

Digitalización documental → Automatización de formularios →
Integración de información → Reducción de duplicaciones → Trazabilidad
de procesos

La finalidad es que la información generada en una determinada área pueda ser utilizada, cuando corresponda, por las restantes áreas sin necesidad de repetir cargas o mantener registros independientes.

30.4.3 Aplicación para Guardia y Redes

Se continuará avanzando en el desarrollo de una herramienta móvil destinada a gestionar los reclamos técnicos y las actividades operativas desarrolladas por Guardia y Redes. La aplicación procura digitalizar el ciclo:

Reclamo → Asignación → Intervención → Registro → Cierre

Nos permitirá mejorar la trazabilidad de las actuaciones, disminuir tiempos asociados y disponer de más información sobre los trabajos realizados.

30.4.4 Ciberseguridad y continuidad operativa

La mayor integración tecnológica deberá acompañarse necesariamente con una estrategia de seguridad informática y continuidad operativa. Durante el **Ejercicio N.º 84** se prevé continuar fortaleciendo:

- sistemas de respaldo;
- protección de información;
- administración de accesos;
- infraestructura crítica;
- recuperación ante contingencias;
- y procedimientos de ciberseguridad.

La importancia de esta línea aumenta a medida que los sistemas administrativos y tecnológicos se vinculan también con medición, comunicaciones y operación de infraestructura eléctrica.

30.4.5 Renovación de canales digitales

Se prevé continuar trabajando en la renovación del sitio web institucional y en la incorporación progresiva de nuevas posibilidades de interacción digital. El objetivo será facilitar trámites, consultas, turnos, información y otras gestiones que puedan resolverse remotamente, complementando —y no reemplazando— la atención personalizada.

Más opciones digitales sin perder la cercanía con el asociado

30.4.6 Tableros de control y gestión basada en información

La creciente disponibilidad de datos abre la posibilidad de desarrollar tableros de control gerencial que integren indicadores provenientes de distintas áreas. Durante el **Ejercicio N.º 84** se buscará profundizar esta línea, permitiendo realizar un seguimiento más dinámico de resultados técnicos, comerciales, económicos, administrativos y operativos. Estos tableros deberán contribuir también al seguimiento del Plan Estratégico Institucional.

Datos → Indicadores → Análisis → Decisiones → Seguimiento

30.5 Programa 5 — Eficiencia operativa y gestión de activos

La incorporación de infraestructura y tecnología debe estar acompañada por políticas destinadas a utilizar de manera más eficiente los recursos existentes.

Durante el **Ejercicio N.º 84** se continuará trabajando sobre tres líneas principales:

Eficiencia energética → Mantenimiento y activos → Flota Operativa

30.5.1 Continuidad del programa de reducción de pérdidas

Las acciones destinadas a reducir las pérdidas técnicas y no técnicas deberán continuar mediante una combinación de herramientas.

La medición inteligente, los balances energéticos, la telemedición de SET, la regularización de suministros, los controles y el análisis más preciso de la red permitirán identificar nuevas oportunidades de mejora.

El objetivo es consolidar una política permanente de eficiencia, entendiendo que reducir pérdidas significa utilizar mejor tanto la energía adquirida como los recursos económicos de la institución.

Medir mejor → Identificar desvíos → Intervenir → Verificar resultados

30.5.2 Gestión de activos y mantenimiento basado en condición

Se continuará profundizando el enfoque iniciado durante los últimos ejercicios, orientado a administrar los activos considerando su condición, criticidad, utilización, costo de mantenimiento y vida útil.

La información proveniente de inspecciones, termografía, telemedición, mantenimiento preventivo y sistemas digitales deberá integrarse progresivamente para mejorar las decisiones de intervención y renovación.

El objetivo es que la planificación de inversiones pueda apoyarse cada vez más en información objetiva sobre la condición real de los activos.

30.5.3 Continuidad del Plan Integral de Recambio de Flota

El Plan de Recambio Vehicular continuará desarrollándose bajo criterios técnicos y económicos.

La reducción alcanzada desde 22 a 19 vehículos operativos y de 16 a 8 años de antigüedad promedio constituye la base para una etapa orientada principalmente a preservar la calidad y disponibilidad de la flota alcanzada.

Durante el nuevo ejercicio se continuará evaluando el estado de las unidades, costos de mantenimiento y necesidades de cada sector.

El objetivo no será incrementar la cantidad de vehículos, sino sostener una flota segura, confiable, moderna y adecuada a las funciones operativas.

30.6 Programa 6 — Personas, organización, seguridad y ambiente



La transformación tecnológica requiere una evolución equivalente de las capacidades organizacionales.

Nuevos sistemas, generación renovable, GIS, automatización, medición inteligente y herramientas digitales requieren nuevas competencias y una estructura que permita definir con claridad responsabilidades, relaciones y procesos.

30.6.1 Reorganización de la estructura institucional

Uno de los principales desafíos del Ejercicio N.º 84 será avanzar en una revisión integral de la estructura organizacional. El proyecto deberá contemplar:

- nuevo organigrama orientado por procesos,
- definición de misión y propósito de las áreas,
- descripciones de puestos,
- responsabilidades y funciones,
- conocimientos requeridos,
- habilidades y competencias,
- relaciones entre sectores.

La finalidad es que la estructura formal acompañe la evolución real que experimentó la Cooperativa durante los últimos años. La revisión deberá contribuir a definir con mayor claridad quién hace qué, cómo se relacionan las áreas y qué capacidades requiere cada puesto.

Organigrama por Procesos + Descripciones de Puestos

30.6.2 Capacitación y desarrollo de capacidades

Durante el nuevo período será necesario continuar fortaleciendo las competencias de los equipos. La implementación de un nuevo sistema de gestión y facturación; la operación y el mantenimiento del Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo, el desarrollo de Smart Grid, GIS, automatización y digitalización de procedimientos requerirá capacitación técnica y administrativa específica.

También deberá mantenerse una atención especial sobre la transferencia de conocimientos entre trabajadores de mayor trayectoria y nuevas incorporaciones.

Tecnología + Procesos + Personas

La transformación sólo resulta sostenible cuando estas tres dimensiones evolucionan conjuntamente.

30.6.3 Seguridad e Higiene

Los avances alcanzados durante el **Ejercicio N.º 83** deberán continuar mediante una política permanente de prevención.

Las principales líneas comprenderán:

EPP → Métodos de Trabajo Seguro → Capacitación → Controles de equipos → Riesgo eléctrico → Trabajos en altura → Izaje → Ergonomía → Inspecciones

La seguridad deberá continuar incorporándose cada vez más a la planificación previa de las tareas y no solamente a su control posterior.

30.6.4 Gestión ambiental

En materia ambiental, el objetivo será preservar la regularidad alcanzada como Generador de Residuos Peligrosos y profundizar los mecanismos de:

Identificación → Segregación → Almacenamiento → Trazabilidad → Transporte → Tratamiento

La gestión ambiental deberá continuar integrándose progresivamente a los procesos habituales de la organización y a la planificación de nuevas actividades.

30.7 Programa 7 — Asociados, comunidad e integración institucional



La modernización institucional tiene como destinatarios finales a los asociados y a la comunidad.

Por este motivo, durante el Ejercicio N.º 84 se continuará procurando que las nuevas herramientas tecnológicas y organizacionales se traduzcan en mejores servicios, mayor accesibilidad y capacidad de respuesta.

30.7.1 Atención y relación con los asociados

La evolución de los canales digitales deberá continuar combinándose con la atención personalizada. Se procurará profundizar herramientas que permitan:

Reservar turnos → Consultar información → Realizar trámites → Acceder a servicios digitales → Reducir gestiones presenciales innecesarias

sin perder la posibilidad de atención humana cuando la naturaleza del requerimiento lo demande.

30.7.2 Continuidad de la integración cooperativa y comunitaria

La Cooperativa continuará participando en los ámbitos de integración cooperativa y manteniendo vínculos con instituciones sociales, educativas, culturales y comunitarias.

También continuará acompañando proyectos estratégicos regionales cuya concreción requiera articulación con gobiernos, EPEC y otras cooperativas.

La modernización de la Cooperativa no debe analizarse únicamente desde sus activos o sistemas. Su desarrollo mantiene sentido en la medida en que permita acompañar el crecimiento económico y social del territorio en el que actúa.

31. AGRADECIMIENTO Y CIERRE INSTITUCIONAL

La finalización del **Ejercicio N.º 83** constituye una oportunidad para valorar el camino recorrido y renovar el compromiso con el futuro de nuestra Cooperativa.

A lo largo de esta Memoria hemos procurado mostrar no solamente obras, inversiones e indicadores, sino también una transformación que comprende la infraestructura, la tecnología, los procesos, las personas y nuestra relación con la comunidad.

Durante el período fortalecimos el sistema eléctrico, avanzamos en medición inteligente, telemedición y automatización, desarrollamos las primeras etapas de nuestro Parque Solar Fotovoltaico Cooperativo, modernizamos activos y procesos, reorganizamos actividades, mejoramos las condiciones de seguridad y continuamos acompañando a nuestros asociados y a las instituciones de la comunidad.

Cada uno de esos avances fue posible gracias al trabajo coordinado de muchas personas.

El Consejo de Administración y la Gerencia General expresan por ello su reconocimiento a los trabajadores y colaboradores de la Cooperativa, quienes diariamente aportan conocimiento, experiencia, responsabilidad y compromiso para garantizar la continuidad de servicios esenciales.

Detrás de cada obra, cada guardia, cada atención, cada factura, cada mantenimiento y cada proyecto existe el trabajo de personas que hacen posible el funcionamiento cotidiano de nuestra institución.

Expresamos asimismo nuestro agradecimiento a los asociados y usuarios, cuya confianza constituye el fundamento de la Cooperativa y da sentido a las acciones desarrolladas.

Agradecemos también a las instituciones sociales, educativas, culturales, deportivas y comunitarias; a los Bomberos Voluntarios; a los gobiernos locales; a los organismos provinciales; a las organizaciones del movimiento cooperativo; y a proveedores, contratistas, profesionales y asesores que acompañaron los diferentes proyectos del período.

El **Ejercicio N.º 83** también nos deja capacidades que trascenderán su propio período económico. La incorporación de generación renovable propia, el crecimiento de la medición inteligente, la automatización de las redes, la modernización tecnológica y la evolución de los procesos internos forman parte de una transformación que continuará durante los próximos años.

La tecnología, sin embargo, no constituye un objetivo por sí misma. Adquiere verdadero valor cuando permite mejorar los servicios, utilizar responsablemente los recursos, aumentar la seguridad, disponer de mejor información y preparar la infraestructura para las necesidades futuras.

Villa General Belgrano, Villa Ciudad Parque y la región continuarán creciendo y generando nuevas demandas de infraestructura y servicios. La responsabilidad de la Cooperativa será procurar anticiparse a esas necesidades, planificar las inversiones y mantener la capacidad de adaptación frente a un escenario energético y tecnológico en permanente evolución.

Nuestra institución administra un patrimonio construido durante generaciones.

Redes, transformadores, inmuebles, vehículos, sistemas tecnológicos y nuevas instalaciones de generación forman parte de ese patrimonio. Pero existe otro igualmente valioso: la confianza de nuestros asociados, el conocimiento de nuestras personas y el vínculo construido durante décadas con nuestra comunidad.

Preservar ese patrimonio también implica hacerlo evolucionar.

Hace más de ocho décadas, quienes dieron origen a esta Cooperativa encontraron en la organización colectiva una forma de resolver necesidades comunes. Hoy las herramientas y los desafíos son diferentes, pero el principio continúa siendo el mismo: cooperar para construir soluciones que mejoren la vida de nuestra comunidad.

El futuro requerirá nuevas obras, conocimientos, inversiones y capacidad de adaptación. Lo afrontamos con la convicción de que una Cooperativa sólida, moderna, eficiente y cercana a sus asociados constituye un patrimonio colectivo que debe ser preservado y proyectado hacia las próximas generaciones.

“Cuidar lo construido también significa prepararnos para construir lo que todavía falta.”

TRABAJANDO CON ENERGÍA

83 AÑOS DE HISTORIA

UNA MISMA VOCACIÓN DE SERVICIO

TODA UNA COMUNIDAD POR DELANTE

CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y EQUIPO DE TRABAJO

COOPERATIVA DE LUZ Y FUERZA Y OTROS SERVICIOS PÚBLICOS DE VILLA GENERAL BELGRANO LTDA.



BLOQUE VIII — ANEXOS

32. ANEXO 1 – CUADRO TARIFARIO

Tarifas a aplicar a los servicios, suministros o consumos de energía eléctrica registrados a partir del **01 de junio de 2026**.

Condiciones de aplicación de la segmentación según Decreto Nacional N°943/2025	
A - Las tarifas destinadas a Usuarios Residenciales que se incluyen en el presente cuadro tarifario, son las aplicables a los suministros SIN SUBSIDIO ENERGÉTICO FOCALIZADO (SEF) .	
B.1 - A los fines de la determinación de las tarifas destinadas a Usuarios Residenciales CON SUBSIDIO ENERGÉTICO FOCALIZADO (SEF), se aplicará este diferencial según las siguientes alternativas: a) En general, a los primeros TRESCIENTOS (300) kWh para los meses de enero, febrero, mayo, junio, julio, agosto y diciembre de cada año; b) En general, a los primeros CIENTO CINCUENTA (150) kWh para los meses de marzo, abril, septiembre, octubre y noviembre de cada año; c) En particular, a los primeros TRESCIENTOS SETENTA (370) kWh, para los meses de enero, febrero y diciembre, en los casos que se sitúen en la Subzona IIa - Cálido (Departamentos Colón, Cruz del Eje, Ischilín, Minas, Pocho, Punilla, Río Primero, Río Seco, San Alberto, San Justo, Sobremonte, Totoral y Tulumba), correspondiente a las Zonas Bioambientales bajo Norma IRAM 11603/2012. Las cantidades consumidas en exceso a los volúmenes máximos subsidiados conforme lo detallado anteriormente, no estarán sujetas a subsidio.	-\$ 74,36
B.2 - A los fines de la determinación de las tarifas destinadas a Usuarios Residenciales Estacionales CON SUBSIDIO ENERGÉTICO FOCALIZADO (SEF), se aplicará este diferencial según las siguientes alternativas: a) En general, a los primeros TRESCIENTOS (300) kWh para los meses de enero, febrero, mayo, junio, julio, agosto y diciembre de cada año; b) En general, a los primeros CIENTO CINCUENTA (150) kWh para los meses de marzo, abril, septiembre, octubre y noviembre de cada año; c) En particular, a los primeros TRESCIENTOS SETENTA (370) kWh, para los meses de enero, febrero y diciembre, en los casos que se sitúen en la Subzona IIa - Cálido (Departamentos Colón, Cruz del Eje, Ischilín, Minas, Pocho, Punilla, Río Primero, Río Seco, San Alberto, San Justo, Sobremonte, Totoral y Tulumba), correspondiente a las Zonas Bioambientales bajo Norma IRAM 11603/2012. Las cantidades consumidas en exceso a los volúmenes máximos subsidiados conforme lo detallado anteriormente, no estarán sujetas a subsidio.	-\$ 74,33
B.3 - A los fines de la determinación de las tarifas destinadas a Usuarios Residenciales Rurales CON SUBSIDIO ENERGÉTICO FOCALIZADO (SEF), se aplicará este diferencial según las siguientes alternativas: a) En general, a los primeros TRESCIENTOS (300) kWh para los meses de enero, febrero, mayo, junio, julio, agosto y diciembre de cada año; b) En general, a los primeros CIENTO CINCUENTA (150) kWh para los meses de marzo, abril, septiembre, octubre y noviembre de cada año; c) En particular, a los primeros TRESCIENTOS SETENTA (370) kWh, para los meses de enero, febrero y diciembre, en los casos que se sitúen en la Subzona IIa - Cálido (Departamentos Colón, Cruz del Eje, Ischilín, Minas, Pocho, Punilla, Río Primero, Río Seco, San Alberto, San Justo, Sobremonte, Totoral y Tulumba), correspondiente a las Zonas Bioambientales bajo Norma IRAM 11603/2012. Las cantidades consumidas en exceso a los volúmenes máximos subsidiados conforme lo detallado anteriormente, no estarán sujetas a subsidio.	-\$ 74,33
C - A los fines de la determinación de las tarifas destinadas a Clubes de Barrio y de Pueblo informados por el MINISTERIO DE TURISMO Y DEPORTES o el área que éste disponga, según Res. SE 742/2022; cuando se trate de servicios encuadrados en una categoría Residencial, deberá aplicarse la bonificación correspondiente al Régimen de SUBSIDIOS ENERGÉTICOS FOCALIZADOS (SEF) o, cuando se trate de servicios encuadrados en una categoría NO Residencial, a los valores incluidos en el presente cuadro tarifario deberá aplicársele el diferencial que corresponda, según siguiente detalle:	
Por cada kW-mes en Horario de Pico	\$ 0,00
Por cada kW-mes en Horario Fuera de Pico	\$ 0,00
Por cada kWh en horario de Pico	-\$ 64,13
Por cada kWh en horario de Valle	-\$ 61,17
Por cada kWh en horario de Resto	-\$ 62,11
Para la totalidad de los kWh, cuando no se registre y/o facture potencia	-\$ 62,45
D - A los fines de la determinación de las tarifas destinadas a ELECTRODEPENDIENTES según LEY NACIONAL N°27351; a los valores incluidos en el presente cuadro tarifario, adicionalmente al diferencial correspondiente al Régimen de SUBSIDIOS ENERGÉTICOS FOCALIZADOS (SEF), deberá aplicársele el siguiente descuento:	-\$ 46,37
E - A los fines de la determinación de las tarifas destinadas a ELECTRODEPENDIENTES según LEY PROVINCIAL N°10511, corresponderá la gratuidad del servicio.	
F - A los fines de la determinación de las tarifas destinadas a las entidades integrantes del SISTEMA NACIONAL DE BOMBEROS VOLUNTARIOS, según Res. SE 161/2023; a los valores incluidos en el presente cuadro tarifario, deberá aplicársele el diferencial que corresponda, según siguiente detalle:	
Por cada kW-mes en Horario de Pico	\$ 0,00
Por cada kW-mes en Horario Fuera de Pico	\$ 0,00
Por cada kWh en horario de Pico	-\$ 111,52
Por cada kWh en horario de Valle	-\$ 106,75
Por cada kWh en horario de Resto	-\$ 108,27
Para la totalidad de los kWh, cuando no se registre y/o facture potencia	-\$ 108,81

I- SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

TARIFA N° 1 - DEMANDAS RESIDENCIALES

T1.1 (Casas o Departamentos destinados exclusivamente a vivienda, Profesionales, Consumos de Dependencias o Instalaciones de uso colectivo, Reparticiones, Dependencias y Entidades del Estado Nacional, Provincial y Municipal destinadas a vivienda, Servicio provisorio destinado a construcción de vivienda propia unifamiliar)

Facturación Normal

Para consumos entre 0 y 120 kWh mensuales		
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 6.616,11
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 320,64
Para consumos mayores a 120 kWh mensuales		
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 6.616,11
Para consumos mayores a 120 kWh y que no superen los 500 kWh mensuales		
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 320,64
Por cada kWh Excedente de 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 327,77
Para consumos mayores a 500 kWh y que no superen los 700 kWh mensuales		
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 322,70
Por cada kWh Excedente de 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 329,82
Para consumos mayores a 700 kWh mensuales		
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 324,69
Por cada kWh Excedente de 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 331,49

T1.2 (Combinada)

Facturación Normal

PARA DEMANDAS MENORES O IGUALES A 10 kW		
Para consumos entre 0 y 120 kWh mensuales		
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 6.616,11
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 321,73
Para consumos mayores a 120 kWh mensuales		
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 6.616,11
Para consumos mayores a 120 kWh y que no superen los 500 kWh mensuales		
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 321,73
Por cada kWh Excedente de 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 363,37
Para consumos mayores a 500 kWh y que no superen los 700 kWh mensuales		
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 323,78
Por cada kWh Excedente de 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 363,37
Para consumos mayores a 700 kWh mensuales		
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 325,77
Por cada kWh Consumido de 121 a 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 363,37
Por cada kWh Excedente de 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 381,23
PARA DEMANDAS MAYORES A 10 kW		
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 6.616,11
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 321,73
Por cada kWh Excedente de 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 381,23

T1.3 (Residencial Estacional)

Facturación Normal

Para consumos entre 0 y 120 kWh mensuales		
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 9.924,17
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 334,69
Para consumos mayores a 120 kWh mensuales		
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 9.924,17
Para consumos mayores a 120 kWh y que no superen los 500 kWh mensuales		
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 334,69
Por cada kWh Excedente de 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 341,82
Para consumos mayores a 500 kWh y que no superen los 700 kWh mensuales		
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 336,75
Por cada kWh Excedente de 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 343,87
Para consumos mayores a 700 kWh mensuales		
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 338,74
Por cada kWh Excedente de 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 345,54

TARIFA Nº 2 - PEQUEÑAS DEMANDAS GENERALES

T2.1 (General y de Servicios)

		Facturación Normal
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 7.020,77
PARA DEMANDAS MENORES O IGUALES A 10 kW		
Por cada kWh Consumido de 0 a 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 363,37
Por cada kWh Excedente de 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 381,78
PARA DEMANDAS MAYORES A 10 kW		
Por cada kWh Consumido	\$/kWh	\$ 381,78

T2.2 (General y de Servicios Estacional)

		Facturación Normal
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 10.531,16
PARA DEMANDAS MENORES O IGUALES A 10 kW		
Por cada kWh Consumido de 0 a 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 377,94
Por cada kWh Excedente de 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 396,35
PARA DEMANDAS MAYORES A 10 kW		
Por cada kWh Consumido	\$/kWh	\$ 396,35

TARIFA Nº 3 – GRANDES DEMANDAS

BAJA TENSIÓN (220 – 380 V)

T3.1 (Servicios Urbanos con Demanda de Potencia Autorizada en Punta y Fuera de Punta de más de 40 kW)

		Facturación Normal
Para Usuarios con Demanda menor a 300 kW		
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 35.550,37
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 23.016,26
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 110,93
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 106,18
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 107,70
Para Usuarios con Demanda igual o mayor a 300 kW		
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 38.846,40
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 23.016,26
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 111,14
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 106,39
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 107,90

MEDIA TENSIÓN (13.200 - 33.000 V)

T3.2 (Servicios Urbanos con Demanda de Potencia Autorizada en Punta y Fuera de Punta de más de 40 kW)

		Facturación Normal
Para Usuarios con Demanda menor a 300 kW		
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 23.578,59
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 12.629,17
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 105,43
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 100,92
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 102,35
Para Usuarios con Demanda igual o mayor a 300 kW		
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 26.042,29
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 12.629,17
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 105,63
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 101,11
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 102,54

NOTA

- 1- Para los suministros de la categoría T3.2, si la medición se realiza en Baja Tensión, los cargos por Potencia y Energía sufrirán un incremento del 3 % (tres por ciento) en concepto de Pérdidas de Transformación
- 2- Para los suministros de la categoría T3.2, se fija un valor de Factor de Potencia promedio mensual de 0,95 y será penalizado si es inferior o bonificado si es superior, multiplicando el facturado por consumo de energía y potencia por 0,95 y dividiendo por el factor de potencia medio registrado.

TARIFA Nº 2 - PEQUEÑAS DEMANDAS GENERALES

T2.1 (General y de Servicios)

		Facturación Normal	
Cargo Fijo Mensual	\$	\$	7.020,77
PARA DEMANDAS MENORES O IGUALES A 10 kW			
Por cada kWh Consumido de 0 a 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$	363,37
Por cada kWh Excedente de 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$	381,78
PARA DEMANDAS MAYORES A 10 kW			
Por cada kWh Consumido	\$/kWh	\$	381,78

T2.2 (General y de Servicios Estacional)

		Facturación Normal	
Cargo Fijo Mensual	\$	\$	10.531,16
PARA DEMANDAS MENORES O IGUALES A 10 kW			
Por cada kWh Consumido de 0 a 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$	377,94
Por cada kWh Excedente de 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$	396,35
PARA DEMANDAS MAYORES A 10 kW			
Por cada kWh Consumido	\$/kWh	\$	396,35

TARIFA Nº 3 – GRANDES DEMANDAS

BAJA TENSIÓN (220 – 380 V)

T3.1 (Servicios Urbanos con Demanda de Potencia Autorizada en Punta y Fuera de Punta de más de 40 kW)

T3.1 (Servicios Urbanos con Demanda de Potencia Autorizada en Punta y Fuera de Punta de más de 40 kW)		Facturación Normal	
Para Usuarios con Demanda menor a 300 kW			
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$	35.550,37
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$	23.016,26
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$	110,93
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$	106,18
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$	107,70
Para Usuarios con Demanda igual o mayor a 300 kW			
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$	38.846,40
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$	23.016,26
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$	111,14
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$	106,39
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$	107,90

MEDIA TENSIÓN (13.200 - 33.000 V)

T3.2 (Servicios Urbanos con Demanda de Potencia Autorizada en Punta y Fuera de Punta de más de 40 kW)

T3.2 (Servicios Urbanos con Demanda de Potencia Autorizada en Punta y Fuera de Punta de más de 40 kW)		Facturación Normal	
Para Usuarios con Demanda menor a 300 kW			
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$	23.578,59
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$	12.629,17
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$	105,43
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$	100,92
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$	102,35
Para Usuarios con Demanda igual o mayor a 300 kW			
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$	26.042,29
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$	12.629,17
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$	105,63
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$	101,11
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$	102,54

NOTA

1- Para los suministros de la categoría T3.2, si la medición se realiza en Baja Tensión, los cargos por Potencia y Energía sufrirán un incremento del 3 % (tres por ciento) en concepto de Pérdidas de Transformación

2- Para los suministros de la categoría T3.2, se fija un valor de Factor de Potencia promedio mensual de 0,95 y será penalizado si es inferior o bonificado si es superior, multiplicando el facturado por consumo de energía y potencia por 0,95 y dividiendo por el factor de potencia medio registrado.

TARIFA Nº 5 - DEMANDAS RURALES

T5.1 (Rural Residencial)		Facturación Normal
Para consumos entre 0 y 120 kWh mensuales		
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 7.608,53
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 376,85
Para consumos mayores a 120 kWh mensuales		
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 7.608,53
Para consumos mayores a 120 kWh y que no superen los 500 kWh mensuales		
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 376,85
Por cada kWh Excedente de 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 385,04
Para consumos mayores a 500 kWh y que no superen los 700 kWh mensuales		
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 379,21
Por cada kWh Excedente de 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 387,40
Para consumos mayores a 700 kWh mensuales		
Por cada kWh Consumido de 0 a 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 381,49
Por cada kWh Excedente de 120 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 389,32
Cargo por pérdidas de transformación	kWh/mes	Ver Tabla I

T5.2 (Rural General)		Facturación Normal
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 8.073,89
PARA DEMANDAS MENORES O IGUALES A 10 kW		
Por cada kWh Consumido de 0 a 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 425,15
Por cada kWh Excedente de 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 446,33
PARA DEMANDAS MAYORES A 10 kW		
Por cada kWh Consumido	\$/kWh	\$ 446,33
Cargo por pérdidas de transformación	kWh/mes	Ver Tabla I

T5.3 (Grandes Consumos Rurales en Baja Tensión con Demanda de Potencia Autorizada en Punta y Fuera de Punta de más de 40 kW)		Facturación Normal
Para Usuarios con Demanda menor a 300 kW		
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 40.880,10
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 26.205,70
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 135,53
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 129,84
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 131,69
Para Usuarios con Demanda igual o mayor a 300 kW		
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 44.941,99
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 26.205,70
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 135,76
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 130,07
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 131,92
Cargo por pérdidas de transformación	kWh/mes	Ver Tabla I

T5.4 (Grandes Consumos Rurales en Media Tensión con Demanda de Potencia Autorizada en Punta y Fuera de Punta de más de 40 kW)		Facturación Normal
Para Usuarios con Demanda menor a 300 kW		
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 27.279,45
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 14.301,66
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 128,80
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 123,40
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 125,16
Para Usuarios con Demanda igual o mayor a 300 kW		
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 30.258,29
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 14.301,66
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 129,02
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 123,62
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 125,38

NOTA

1 – Para las categorías T5.1, T5.2 y T5.3, cuando el Usuario se alimente a través de un transformador de uso exclusivo, al consumo se le adicionarán las pérdidas por transformación en vacío detalladas en la Tabla I.

2 – Para los suministros de la categoría T5.4, si la medición se realiza en Baja Tensión, se facturarán adicionalmente las pérdidas por transformación en vacío detalladas en la Tabla I y los cargos por Potencia y Energía sufrirán un incremento del 3 % (tres por ciento) en concepto de Pérdidas de Transformación.

3 - Para los suministros de la categoría T5.4, se fija un valor de Factor de Potencia promedio mensual de 0,95 y será penalizado si es inferior o bonificado si es superior, multiplicando el facturado por consumo de energía y potencia por 0,95 y dividiendo por el factor de potencia medio registrado.

TARIFA Nº 6 - GOBIERNO NACIONAL, PROVINCIAL, MUNICIPAL Y OTROS USUARIOS ESPECIALES

T6.1 (Gobierno Nacional, Provincial y Municipal)

		Facturación Normal
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 6.616,11
PARA DEMANDAS MENORES O IGUALES A 10 kW		
Por cada kWh Consumido de 0 a 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 364,96
Por cada kWh Excedente de 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 384,46
PARA DEMANDAS MAYORES A 10 kW		
Por cada kWh Consumido	\$/kWh	\$ 384,46

T6.2 (Otros Usuarios Especiales)

		jun-26
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 5.017,39
PARA DEMANDAS MENORES O IGUALES A 10 kW		
Por cada kWh Consumido de 0 a 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 362,70
Por cada kWh Excedente de 800 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 383,28
PARA DEMANDAS MAYORES A 10 kW		
Por cada kWh Consumido	\$/kWh	\$ 383,28

TARIFA Nº 7 – ALUMBRADO PÚBLICO

T7.1 (Para suministros en Baja Tensión con Demanda Autorizada de hasta 40 kW)

		Facturación Normal
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 7.020,77
Por cada kWh Consumido	\$/kWh	\$ 354,18

T7.2 (Para suministros en Baja Tensión con Demanda de Potencia Autorizada en Punta y Fuera de Punta de más de 40 kW)

		Facturación Normal
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 35.550,37
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 23.016,26
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 111,08
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 106,32
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 107,84

TARIFA Nº 8 – SERVICIO DE BOMBEO PARA RIEGO

BAJA TENSIÓN

T8.1.1 (Para suministros en Baja Tensión con Cargo Fijo y Variable con tramos horarios Diurno y Nocturno)

		Facturación Normal
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 7.020,77
PARA DEMANDAS MENORES O IGUALES A 10 kW		
De 0 a 800 kWh mensuales		
Por cada kWh Consumido en horario Diurno	\$/kWh	\$ 384,18
Por cada kWh Consumido en horario Nocturno	\$/kWh	\$ 370,07
Excedente de 800 kWh mensuales		
Por cada kWh Consumido en horario Diurno	\$/kWh	\$ 402,58
Por cada kWh Consumido en horario Nocturno	\$/kWh	\$ 388,48
PARA DEMANDAS MAYORES A 10 kW		
Por cada kWh Consumido en horario Diurno	\$/kWh	\$ 402,58
Por cada kWh Consumido en horario Nocturno	\$/kWh	\$ 388,48
Cargo por pérdidas de transformación	kWh/mes	Ver Tabla I

T8.1.2 (Para suministros en Baja Tensión con Demanda de Potencia Autorizada en Punta y Fuera de Punta de más de 40 kW)

		Facturación Normal
Para usuarios con Demanda menor a 300 kW		
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 40.880,10
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 26.205,70
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 135,53
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 129,84
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 131,69
Para el resto de los usuarios con Demanda igual o mayor a 300 kW		
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 44.941,99
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 26.205,70
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 135,76
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 130,07
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 131,92
Cargo por pérdidas de transformación	kWh/mes	Ver Tabla I

MEDIA TENSION

T8.2 (Para suministros en Media Tensión con Demanda de Potencia Autorizada en Punta y Fuera de Punta de más de 40 kW)

Facturación Normal

Para usuarios con Demanda menor a 300 kW

Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$	27.279,45
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$	14.301,66
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$	128,80
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$	123,40
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$	125,16

Para el resto de los usuarios con Demanda igual o mayor a 300 kW

Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$	30.258,29
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$	14.301,66
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$	129,02
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$	123,62
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$	125,38

NOTA:

1 - Para las categorías T8.1.1 y T8.1.2, cuando el Usuario se alimente a través de un transformador de uso exclusivo, al consumo se le adicionarán las pérdidas por transformación en vacío detalladas en la Tabla I.

2 - Para los suministros de la categoría T8.2, si la medición se realiza en Baja Tensión, se facturarán adicionalmente las pérdidas por transformación en vacío detalladas en la Tabla I y los cargos por Potencia y Energía sufrirán un incremento del 3 % (tres por ciento) en concepto de Pérdidas de Transformación.

3 - Para los suministros de la categoría T8.2, se fija un valor de Factor de Potencia promedio mensual de 0,95 y será penalizado si es inferior o bonificado si es superior, multiplicando el facturado por consumo de energía y potencia por 0,95 y dividiendo por el factor de potencia medio registrado.

TARIFA N° 10 - GRANDES USUARIOS INDUSTRIALES

T10.1 (Suministros Industriales en Baja Tensión)

Servicios con "Demanda de Potencia Autorizada" de más de 40 kW.

Facturación Normal

Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, no supera los 299 kW, se cobrará lo siguiente:

Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$	30.323,46
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$	18.764,46
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$	110,91
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$	106,17
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$	107,67

Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, es igual o superior a 300 kW, se cobrará lo siguiente:

Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$	33.853,10
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$	18.764,46
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$	111,14
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$	106,38
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$	107,89

T10.2 (Suministros Industriales en Media Tensión)

Servicios con "Demanda de Potencia Autorizada" de más de 40 kW.

Facturación Normal

Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, no supera los 299 kW, se cobrará lo siguiente:

Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$	24.149,08
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$	13.697,97
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$	105,40
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$	100,90
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$	102,33

Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, es igual o superior a 300 kW, se cobrará lo siguiente:

Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$	26.535,35
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$	13.697,97
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$	105,62
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$	101,10
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$	102,54

NOTA:

1 - Para los suministros de la categoría T10.2, si la medición se realiza en Baja Tensión, los cargos por Potencia y Energía sufrirán un incremento del 3% (tres por ciento) en concepto de Pérdidas de Transformación.

2 - Para los suministros de la categoría T10.2, se fija un valor de Factor de Potencia promedio mensual de 0,95 y será penalizado si es inferior o bonificado si es superior, multiplicando el facturado por consumo de energía y potencia por 0,95 y dividiendo por el factor de potencia medio registrado.

TARIFA N° 11 - USUARIOS DISPERSOS REMOTOS

T11.1 (Cargo por Mantenimiento, Reposición y Disposición Final, para Sistemas Solares)

		Facturación Normal
RESIDENCIAL/GENERAL - 1,6 kWp - 1,6 kW LITIO	\$/mes	\$ 29.046,87
RESIDENCIAL/GENERAL - 3,3 kWp - 3 kW LITIO	\$/mes	\$ 30.463,92
RESIDENCIAL/GENERAL - 5,5 kWp - 5 kW LITIO	\$/mes	\$ 32.572,62
GENERAL - 48,4 kWp - 40 kW LITIO	\$/mes	\$ 154.421,90
GENERAL - 104 kWp - 100kW - LITIO	\$/mes	\$ 264.357,53

T11.2 (Cargo por Amortización de Inversión para Sistemas Solares)

		Facturación Normal
RESIDENCIAL/GENERAL - 1,6 kWp - 1,6 kW LITIO	\$/mes	\$ 55.768,53
RESIDENCIAL/GENERAL - 3,3 kWp - 3 kW LITIO	\$/mes	\$ 66.018,47
RESIDENCIAL/GENERAL - 5,5 kWp - 5 kW LITIO	\$/mes	\$ 115.799,03
GENERAL - 48,4 kWp - 40 kW LITIO	\$/mes	\$ 784.086,53
GENERAL - 104 kWp - 100kW - LITIO	\$/mes	\$ 1.801.490,23

NOTA:

1 - Cuando adicionalmente al Mantenimiento, Reposición y Disposición Final, corresponda a la Distribuidora el recupero de la inversión, se facturará la sumatoria de ambos cargos, conforme a la potencia de generación y tecnología de las baterías de que se trate.

2 - Cuando el sistema posea una potencia de generación diferente a las especificadas, los respectivos cargos se calcularán de manera proporcional, tomando como base los valores correspondientes a la potencia de generación inmediata inferior, siempre que ello no arroje valores mayores a los correspondientes a la potencia de generación inmediata superior, en cuyo caso se aplicarán estos últimos.

3 - En los casos en que un mismo sistema alimente a más de un Usuario, a cada uno se le facturará un importe equivalente al resultado de dividir los cargos correspondientes a la potencia de generación y tecnología de las baterías de que se trate, por la cantidad de puntos de suministro servidos por dicho sistema.

TARIFA N° 12 - BOMBEOS DE AGUA, PLANTAS POTABILIZADORAS Y SISTEMAS DE SANEAMIENTO PROVINCIALES

T12.1 (CON DEMANDA AUTORIZADA QUE NO SUPERE LOS 40 kW)

T12.1.1 (Suministros Urbanos en Baja Tensión - 220/380 V)

		Facturación Normal
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 5.674,51
Por cada kWh consumido de 0 a 1500 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 326,92
Por cada kWh consumido excedente de 1500 kWh por mes:	\$/kWh	\$ 340,82

T12.1.2 (Suministros Rurales en Baja Tensión - 220/380 V)

		Facturación Normal
Cargo Fijo Mensual	\$	\$ 7.093,14
Por cada kWh consumido de 0 a 1500 kWh mensuales	\$/kWh	\$ 341,76
Por cada kWh consumido excedente de 1500 kWh por mes:	\$/kWh	\$ 355,66

T12.2- (CON DEMANDA AUTORIZADA EN HORARIO DE "PUNTA" Y "FUERA DE PUNTA" MAYOR A 40 kW)

T12.2.1.1 (Suministros Urbanos en Baja Tensión - 220/380 V)

		Facturación Normal
Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, no supera los 299 kW, se cobrará lo siguiente:		
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 24.243,17
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 13.954,25
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 110,91
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 106,17
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 107,67
Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, es igual o superior a 300 kW, se cobrará lo siguiente:		
Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 27.772,81
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 13.954,25
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 111,14
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 106,38
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 107,89

T12.2.1.2 (Suministros Urbanos en Media Tensión - 13200/33000 V)**Facturación Normal****Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, no supera los 299 kW, se cobrará lo siguiente:**

Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 20.011,97
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 10.362,53
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 105,40
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 100,90
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 102,33

Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, es igual o superior a 300 kW, se cobrará lo siguiente:

Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 22.398,24
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 10.362,53
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 105,62
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 101,10
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 102,54

NOTA:

1 - Si la medición se realiza en Baja Tensión, los cargos por Potencia y Energía sufrirán un incremento del 3% (tres por ciento) en concepto de Pérdidas de Transformación.

2 - Para los suministros en Media Tensión, se fija un valor de Factor de Potencia promedio mensual de 0,95 y será penalizado si es inferior o bonificado si es superior, multiplicando el facturado por consumo de energía y potencia por 0,95 y dividiendo por el cos-fi medio registrado. Si este valor fuese modificado por la S.E. para el M.E.M., el Distribuidor podrá adoptar idéntico criterio previa comunicación al USUARIO.

T12.2.2.1 (Suministros Rurales en Baja Tensión - 220/380 V)**Facturación Normal****Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, no supera los 299 kW, se cobrará lo siguiente:**

Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 24.997,00
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 13.964,25
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 123,66
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 118,38
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 120,05

Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, es igual o superior a 300 kW, se cobrará lo siguiente:

Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 28.932,56
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 13.964,25
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 123,92
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 118,62
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 120,30

T12.2.2.2 (Suministros Rurales en Media Tensión - 13200/33000 V)**Facturación Normal****Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, no supera los 299 kW, se cobrará lo siguiente:**

Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 20.835,23
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 10.362,53
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 117,52
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 112,50
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 114,09

Si la Demanda Máxima Registrada o la Demanda Máxima Autorizada, la mayor de ambas, es igual o superior a 300 kW, se cobrará lo siguiente:

Por cada kW de Demanda Punta	\$/kW	\$ 23.495,92
Por cada kW de Demanda Fuera de Punta	\$/kW	\$ 10.362,53
Por cada kWh Consumido en Horario Pico	\$/kWh	\$ 117,76
Por cada kWh Consumido en Horario Valle	\$/kWh	\$ 112,73
Por cada kWh Consumido en Horario Resto	\$/kWh	\$ 114,33

NOTA:

1 - Si la medición se realiza en Baja Tensión, los cargos por Potencia y Energía sufrirán un incremento del 3% (tres por ciento) en concepto de Pérdidas de Transformación.

2 - Para los suministros en Media Tensión, se fija un valor de Factor de Potencia promedio mensual de 0,95 y será penalizado si es inferior o bonificado si es superior, multiplicando el facturado por consumo de energía y potencia por 0,95 y dividiendo por el cos-fi medio registrado. Si este valor fuese modificado por la S.E. para el M.E.M., el Distribuidor podrá adoptar idéntico criterio previa comunicación al USUARIO.

Tabla I: Pérdidas por transformación en vacío para USUARIOS RURALES

POTENCIA [kVA]	TIPO	RURAL	DISTRIBUCIÓN	
		7,6 - 13,2 kV	13,2 kV	33 kV
		kWh/Mes	kWh/Mes	kWh/Mes
5	I - II	22		
10	I - II	32		
16	I - II	43		
10	I - II	58		
16	I - II	72		
25	I - II	101	115	137
40	I - II	130	166	180
63	I - II	166	194	230
100	I - II		252	302
125	I - II		302	360
160	I - II		360	432
200	I - II-III		432	518
250	I - II		504	612
315	I - II-III		612	734
500	I - II-III		864	950
630	I - II-III		1044	1152
800	I - II		1260	1368
1000	I - II		1512	1656

NOTA:

Para los transformadores cuyas potencias estén indicadas en la presente tabla, se tomará el valor de pérdidas de la potencia inmediata inferior.

CONDICIONES ADICIONALES DEL SUMINISTRO:

a- Sobre los cargos y conceptos indicados en el cuadro precedente, se implementarán y/o incorporarán, en la medida que correspondan, todos los diferenciales, bonificaciones, diferenciaciones, etc., que pudieran derivar de variaciones de los precios estacionales, fondos y/u otros rubros relacionados con la compra de energía y potencia de las Distribuidoras alcanzadas, como así también las adecuaciones que resulten necesarias en virtud de políticas tarifarias aplicables al sector en general.

b- A los fines de la facturación mensual de las DEMANDA DE PUNTA Y FUERA DE PUNTA, los usuarios comprendidos en las categorías T3.1, T3.2, T5.3, T5.4, T8.1.2, T8.2, T10.1, T10.2, T10.3, T12.2.1.1, T12.2.1.2, T12.2.2.1 y T12.2.2.2 (con Demanda mayor a 40 kW), se procederá de la siguiente forma:

1. Si se registraran demandas en los horarios de Punta y Fuera de Punta superiores a los valores autorizados, los nuevos valores registrados serán facturados a partir del mes respectivo y por un período de seis (6) meses consecutivos, siempre que antes de terminar este período no se registraran demandas superiores que las que se encuentran facturando, en cuyo caso se aplicarán las registradas, iniciándose un nuevo período de seis (6) meses consecutivos a partir de la fecha del nuevo exceso.

2. Si la demanda máxima registrada es mayor a 1,10 veces la demanda máxima autorizada durante tres meses consecutivos, se emplazará al usuario para que ajuste los valores de demanda máxima autorizada, debiendo en tal caso afrontar el usuario los costos que le correspondan según lo previsto en el Reglamento de Suministros de Energía Eléctrica para los Servicios Prestados por la Concesionaria. Si el usuario no cumple con lo requerido, la Distribuidora podrá proceder sin más trámite a considerar como nueva demanda autorizada el valor registrado en oportunidad de producirse el último exceso.

Las disposiciones precedentes, no implican reconocimiento alguno por parte de la Distribuidora respecto de los valores de demanda de potencia mayores a los autorizados, por lo que todo exceso en su utilización estará limitado y restringido a que las condiciones técnicas de las instalaciones lo permitan.

c- Los usuarios comprendidos en la T3.1, T3.2, T5.3, T5.4, T8.1.2, T8.2, T10.1, T10.2, T10.3, T12.2.1.1, T12.2.1.2, T12.2.2.1 y T12.2.2.2 (con Demanda mayor a 40 kW), podrán solicitar el otorgamiento de un período de prueba para fijar sus demandas de potencia autorizadas. Dicho período dará comienzo a partir de la fecha de conexión y la facturación del cargo por demanda de potencia durante el período de prueba se hará considerando en cada tramo horario la mayor de las potencias registradas, no pudiendo en ningún caso dicho valor ser menor al límite inferior establecido para la tarifa en que se encuentre categorizado el cliente.

En el caso de suministros preexistentes, los usuarios podrán solicitar un período para la prueba de maquinarias, equipos e instalaciones que signifiquen la utilización de potencias mayores a las Demandas Máximas Autorizadas, fijándose a tal efecto las siguientes condiciones:

- 1- Solicitud expresa del usuario, estableciendo las demandas y horarios de utilización.
- 2- Abonar los costos de los trabajos que sean necesarios para proporcionar y medir las potencias solicitadas.
- 3- Para la facturación del excedente de la Demanda Autorizada habitual, se considerarán los valores registrados y la tarifa a aplicar para dicho excedente será la que corresponda según cuadro tarifario vigente. El excedente será prorrateado por el tiempo de utilización, el que no podrá ser inferior a un día.
- 4- La Distribuidora podrá verificar o requerir pruebas de que el destino de la mayor demanda se ajusta al invocado en la respectiva solicitud.

TASAS

TA1 – TASA DE CONEXIÓN

a) Por cada suministro que se requiera, ya sea para servicio "Definitivo", "Auxiliar", "Condicional" o "Transitorio", el solicitante abonará una Tasa de:

a) Por cada suministro que se requiera, ya sea para servicio "Definitivo", "Auxiliar", "Condicional" o "Transitorio", el solicitante abonará una Tasa de:			Facturación Normal
Conexión monofásica			
Urbana	\$	\$	91.442,98
Rural	\$	\$	148.956,07
Conexión trifásica			
Urbana	\$	\$	159.032,56
Rural	\$	\$	216.545,65

b) También se cobrará la Tasa de Conexión (monofásica o trifásica, urbana o rural, según corresponda), en el caso de Usuarios que soliciten el traslado del punto de medición o cuando siendo suministros monofásicos soliciten la reforma a trifásico, excepto cuando técnicamente se den las condiciones previstas para la Tasa de Conexión Subterránea Especial pertinente, en cuyo caso se cobrará esta última.

c) En caso que se requiera una conexión subterránea que implique un nuevo empalme en el cable subterráneo de distribución, tendido y conexión de conductores hasta la caja de fusibles, en lugar de las tasas mencionadas en a), se aplicará la denominada Tasa de Conexión Subterránea Especial (monofásica o trifásica, urbana o rural, según corresponda).

d) Cuando se trate de servicios en que no resulte necesaria la ejecución de la acometida aérea ni subterránea, a los que por ende no sean aplicables el resto de las Tasas de Conexión, se aplicará la denominada Tasa de Conexión Especial (monofásica o trifásica, urbana o rural, según corresponda).

CONEXIÓN SUBTERRÁNEA ESPECIAL

CONEXIÓN SUBTERRÁNEA ESPECIAL		Facturación Normal	
Conexión monofásica			
Urbana	\$	\$	500.091,76
Rural	\$	\$	557.604,85
Conexión trifásica			
Urbana	\$	\$	533.516,16
Rural	\$	\$	591.029,24

CONEXIÓN ESPECIAL

CONEXIÓN ESPECIAL		Facturación Normal	
Conexión monofásica			
Urbana	\$	\$	58.551,95
Rural	\$	\$	116.065,04
Conexión trifásica			
Urbana	\$	\$	59.766,85
Rural	\$	\$	117.279,93

Los valores expuestos precedentemente no incluyen el costo del respectivo medidor, a la vez que no eximen del pago de las obras u otros cargos que correspondan ser afrontados por el Usuario, de acuerdo a las disposiciones del Reglamento de Suministros de la Energía Eléctrica.

TA2 – TASA DE SUSPENSIÓN Y RECONEXIÓN DEL SERVICIO

a- TASA DE SUSPENSIÓN DE SERVICIO

a- TASA DE SUSPENSIÓN DE SERVICIO		Facturación Normal	
Por la suspensión del servicio, ante falta de pago de facturas por consumo de energía eléctrica o por otra causa imputable al Usuario, éste abonará:			
Tarifas "T1; T2; T6 y T7.1" de la Estructura Tarifaria Única o sus equivalentes:	\$	\$	10.459,94
Tarifas "T5.1; T5.2; T8.1.1 y T11" de la Estructura Tarifaria Única o sus equivalentes:	\$	\$	33.957,76
Tarifas "T3; T4; T5.3; T5.4; T7.2; T8.1.2; T8.2; T9 y T10" de la Estructura Tarifaria Única o sus equivalentes:	\$	\$	99.087,92

b- TASA DE RECONEXIÓN DEL SERVICIO

b- TASA DE RECONEXIÓN DEL SERVICIO		Facturación Normal	
Por cada reconexión originada en una suspensión de servicio, por falta de pago de facturas de consumo de energía eléctrica o por otra causa imputable al Usuario, éste abonará:			
Tarifas "T1; T2; T6 y T7.1" de la Estructura Tarifaria Única o sus equivalentes:	\$	\$	10.459,94
Tarifas "T5.1; T5.2; T8.1.1 y T11" de la Estructura Tarifaria Única o sus equivalentes:	\$	\$	33.957,76
Tarifas "T3; T4; T5.3; T5.4; T7.2; T8.1.2; T8.2; T9 y T10" de la Estructura Tarifaria Única o sus equivalentes:	\$	\$	99.087,92

Cuando se traslade personal de la Cooperativa a la dirección fijada por el Usuario para ejecutar la reconexión del servicio y por causa no imputable a la Cooperativa no se pueda completar la misma, el Usuario deberá abonar nuevamente la Tasa correspondiente, antes de una nueva concurrencia al lugar.

TA3 – TASA DE MOVILIDAD

		Facturación Normal	
a) Se aplicará cuando, cumplimentados los trámites administrativos para la conexión, traslado de punto de medición, reformas de monofásico a trifásico o cualquier otra gestión iniciada por el Usuario, se traslade personal de la Cooperativa a la dirección fijada por éste para concretar el servicio solicitado y por causas imputables al solicitante no se pueda formalizar el mismo. Toda nueva concurrencia de personal a tales efectos se realizará previo pago de la Tasa respectiva.			
Servicio Urbano:	\$	\$	25.601,66
Servicio Rural:	\$	\$	83.114,75
b) Se aplicará cuando, a solicitud del solicitante, se envíe personal a su domicilio para completar o cumplir con la documentación requerida para la suscripción del contrato de suministro.			
Servicio Urbano:	\$	\$	10.222,89
Servicio Rural:	\$	\$	33.188,18

TA4 – TASA DE INSPECCIÓN

		Facturación Normal	
Se aplicará a la inspección de medidor o equipos de medición o cualquier otro tipo de inspección cuando haya sido solicitada por el usuario y la misma determine el correcto funcionamiento del apartado y/o la inimputabilidad de la Cooperativa en relación a la deficiencia reclamada. Asimismo, se cobrará ante la ejecución inspecciones originadas por la Prestadora, que deriven en la constatación de apropiación indebida de energía por parte del Usuario.			
Conexión Monofásica Urbana:	\$	\$	32.742,87
Conexión Monofásica Rural:	\$	\$	90.255,96
Conexión Trifásica Urbana:	\$	\$	64.330,11
Conexión Trifásica Rural:	\$	\$	121.843,19

TA5 – TASAS ADMINISTRATIVAS

Se aplicará a todo trámite administrativo por:

Se aplicará a todo trámite administrativo por:		Facturación Normal	
a) Actualización de Demandas de Potencia y Solicitudes de Estudios Técnicos sobre factibilidad de otorgamiento de nuevos servicios:			
	\$	\$	80.745,99
b) Costo Operativo y Franqueo por servicio de notificación al usuario para:			
1) Tarifa "T1" de la Estructura Tarifaria Única o sus equivalentes:	\$	\$	6.755,99
2) Resto de las Tarifas, excepto Tarifa "T1" de la Estructura Tarifaria Única o sus equivalentes:	\$	\$	13.571,25

TA6 – TASA POR CAMBIO DE TITULARIDAD

Cuando se requiera cambio de titularidad de un suministro, ya sea para servicio "Definitivo", "Auxiliar", "Condicional" o "Transitorio", el usuario solicitante abonará:

Cuando se requiera cambio de titularidad de un suministro, ya sea para servicio "Definitivo", "Auxiliar", "Condicional" o "Transitorio", el usuario solicitante abonará:		Facturación Normal	
SERVICIO MONOFÁSICO URBANO			
a) Servicio con contrato vigente mayor o igual a 10 (diez) años, siempre que resulte necesario el reemplazo de la acometida; de modo contrario, se cobrará la Tasa correspondiente a servicios con contrato vigente menor a 10 (diez) años:	\$	\$	91.442,98
b) Servicio con contrato vigente menor a 10 (diez) años:	\$	\$	57.396,32
SERVICIO MONOFÁSICO RURAL			
a) Servicio con contrato vigente mayor o igual a 10 (diez) años, siempre que resulte necesario el reemplazo de la acometida; de modo contrario, se cobrará la Tasa correspondiente a servicios con contrato vigente menor a 10 (diez) años:	\$	\$	148.956,07
b) Servicio con contrato vigente menor a 10 (diez) años:	\$	\$	114.909,41
SERVICIO TRIFÁSICO URBANO			
a) Servicio con contrato vigente mayor o igual a 10 (diez) años, siempre que resulte necesario el reemplazo de la acometida; de modo contrario, se cobrará la Tasa correspondiente a servicios con contrato vigente menor a 10 (diez) años:	\$	\$	159.032,56
b) Servicio con contrato vigente menor a 10 (diez) años:	\$	\$	64.330,11
SERVICIO TRIFÁSICO RURAL			
a) Servicio con contrato vigente mayor o igual a 10 (diez) años, siempre que resulte necesario el reemplazo de la acometida; de modo contrario, se cobrará la Tasa correspondiente a servicios con contrato vigente menor a 10 (diez) años:	\$	\$	216.545,65
b) Servicio con contrato vigente menor a 10 (diez) años:	\$	\$	121.843,19

II- GENERACIÓN DISTRIBUIDA

TARIFAS DE INYECCIÓN APLICABLES A USUARIOS GENERADORES SEGÚN LEY NACIONAL Nº 27424 Y LEY PROVINCIAL Nº 10604

GD1 - Suministros a Usuarios Residenciales		Facturación Normal
* Valor aplicable también, a Usuarios Residenciales CON SUBSIDIO ENERGÉTICO FOCALIZADO (SEF), según las siguientes alternativas: a) En general, al excedente de TRESCIENTOS (300) kWh para los meses de enero, febrero, mayo, junio, julio, agosto y diciembre de cada año; b) En general, al excedente de CIENTO CINCUENTA (150) kWh para los meses de marzo, abril, septiembre, octubre y noviembre de cada año; c) En particular, al excedente de TRESCIENTOS SETENTA (370) kWh, para los meses de enero, febrero y diciembre, en los casos que se sitúen en la Subzona IIa - Cálido (Departamentos Colón, Cruz del Eje, Ischilín, Minas, Pocho, Punilla, Río Primero, Río Seco, San Alberto, San Justo, Sobremonte, Totoral y Tulumba), correspondiente a las Zonas Bioambientales bajo Norma IRAM 11603/2012. ** Valor aplicable también, a Usuarios Residenciales CON SUBSIDIO ENERGÉTICO FOCALIZADO (SEF), según las siguientes alternativas: a) En general, a los primeros TRESCIENTOS (300) kWh para los meses de enero, febrero, mayo, junio, julio, agosto y diciembre de cada año; b) En general, a los primeros CIENTO CINCUENTA (150) kWh para los meses de marzo, abril, septiembre, octubre y noviembre de cada año; c) En particular, a los primeros TRESCIENTOS SETENTA (370) kWh, para los meses de enero, febrero y diciembre, en los casos que se sitúen en la Subzona IIa - Cálido (Departamentos Colón, Cruz del Eje, Ischilín, Minas, Pocho, Punilla, Río Primero, Río Seco, San Alberto, San Justo, Sobremonte, Totoral y Tulumba), correspondiente a las Zonas Bioambientales bajo Norma IRAM 11603/2012.		
Para consumos correspondientes a Usuarios Residenciales SIN SUBSIDIO ENERGÉTICO FOCALIZADO (SEF)*.		
Por cada kWh inyectado	\$	105,2535
Para consumos correspondientes a Usuarios Residenciales CON SUBSIDIO ENERGÉTICO FOCALIZADO (SEF)**.		
Por cada kWh inyectado	\$	43,5475

Suministros a Clubes de Barrio y de Pueblo informados por el MINISTERIO DE TURISMO Y DEPORTES o el área que éste disponga, de conformidad con la Resolución SE Nº 742/2022.		Facturación Normal
Por cada kWh Inyectado en Horario Pico	\$/kWh	\$ 44,5548
Por cada kWh Inyectado en Horario Valle	\$/kWh	\$ 42,7595
Por cada kWh Inyectado en Horario Resto	\$/kWh	\$ 43,3301
Por cada kWh Inyectado, que no se registre y/o facture potencia	\$/kWh	\$ 43,5344

GD2 - Suministros a Usuarios identificados como Alumbrado Público		Facturación Normal
Por cada kWh Inyectado en Horario Pico	\$/kWh	\$ 108,3354
Por cada kWh Inyectado en Horario Valle	\$/kWh	\$ 103,5944
Por cada kWh Inyectado en Horario Resto	\$/kWh	\$ 105,1003
Para la totalidad de los kWh Inyectados, cuando no se registre y/o facture potencia	\$/kWh	\$ 105,3185

GD3 - Suministros a Usuarios Generales		Facturación Normal
Por cada kWh Inyectado	\$	105,6402

GD4 - Suministros a Usuarios con demanda menor a 300 kW		Facturación Normal
En Baja Tensión (220-380 V)		
Por cada kWh Inyectado en Horario Pico	\$/kWh	\$ 108,3354
Por cada kWh Inyectado en Horario Valle	\$/kWh	\$ 103,5944
Por cada kWh Inyectado en Horario Resto	\$/kWh	\$ 105,1003
En Media Tensión (7620-13200-33000 V)		
Por cada kWh Inyectado en Horario Pico	\$/kWh	\$ 102,9570
Por cada kWh Inyectado en Horario Valle	\$/kWh	\$ 98,4514
Por cada kWh Inyectado en Horario Resto	\$/kWh	\$ 99,8825

GD5 - Suministros a Usuarios con demanda igual o mayor a 300 kW		Facturación Normal
En Baja Tensión (220-380 V)		
Por cada kWh Inyectado en Horario Pico	\$/kWh	\$ 108,5632
Por cada kWh Inyectado en Horario Valle	\$/kWh	\$ 103,8098
Por cada kWh Inyectado en Horario Resto	\$/kWh	\$ 105,3202
En Media Tensión (7620-13200-33000 V)		
Por cada kWh Inyectado en Horario Pico	\$/kWh	\$ 103,1736
Por cada kWh Inyectado en Horario Valle	\$/kWh	\$ 98,6562
Por cada kWh Inyectado en Horario Resto	\$/kWh	\$ 100,0916

Nota:

En usuarios de Media Tensión, si la medición se realiza en Baja Tensión, los cargos por Potencia y Energía sufrirán un incremento del 3% (tres por ciento) en concepto de Pérdidas de Transformación

III- GENERACIÓN DISTRIBUIDA COMUNITARIA VIRTUAL

Compensación Económica por Autoconsumo Virtual APLICABLE A Usuario Integrantes Comunitarios Virtuales encuadrados en categorías sin cargos por demanda de potencia contratada SEGÚN RESOLUCIÓN N°09/2026 DE LA SECRETARÍA DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DEPENDIENTE DEL MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y SERVICIOS PÚBLICOS DE LA PROVINCIA DE CÓRDOBA.

GDCV1 - Suministros a Usuarios Residenciales	Facturación Normal
* Valor aplicable también, a Usuarios Residenciales CON SUBSIDIO ENERGÉTICO FOCALIZADO (SEF), según las siguientes alternativas: a) En general, al autoconsumo virtual excedente de TRESCIENTOS (300) kWh para los meses de enero, febrero, mayo, junio, julio, agosto y diciembre de cada año; b) En general, al autoconsumo virtual excedente de CIENTO CINCUENTA (150) kWh para los meses de marzo, abril, septiembre, octubre y noviembre de cada año; c) En particular, al autoconsumo virtual excedente de TRESCIENTOS SETENTA (370) kWh, para los meses de enero, febrero y diciembre, en los casos que se sitúen en la Subzona IIa - Cálido (Departamentos Colón, Cruz del Eje, Ischilín, Minas, Pocho, Punilla, Río Primero, Río Seco, San Alberto, San Justo, Sobremonte, Totoral y Tulumba), correspondiente a las Zonas Bioambientales bajo Norma IRAM 11603/2012. ** Valor aplicable también, a Usuarios Residenciales CON SUBSIDIO ENERGÉTICO FOCALIZADO (SEF), según las siguientes alternativas: a) En general, a los primeros TRESCIENTOS (300) kWh autoconsumidos virtualmente para los meses de enero, febrero, mayo, junio, julio, agosto y diciembre de cada año; b) En general, a los primeros CIENTO CINCUENTA (150) kWh autoconsumidos virtualmente para los meses de marzo, abril, septiembre, octubre y noviembre de cada año; c) En particular, a los primeros TRESCIENTOS SETENTA (370) kWh autoconsumidos virtualmente para los meses de enero, febrero y diciembre, en los casos que se sitúen en la Subzona IIa - Cálido (Departamentos Colón, Cruz del Eje, Ischilín, Minas, Pocho, Punilla, Río Primero, Río Seco, San Alberto, San Justo, Sobremonte, Totoral y Tulumba), correspondiente a las Zonas Bioambientales bajo Norma IRAM 11603/2012.	
Para consumos correspondientes a Usuarios Residenciales SIN SUBSIDIO ENERGÉTICO FOCALIZADO (SEF)*.	
Por cada kWh inyectado	\$ 107,8253
Para consumos correspondientes a Usuarios Residenciales CON SUBSIDIO ENERGÉTICO FOCALIZADO (SEF)**.	
Por cada kWh inyectado	\$ 46,1193

Suministros a Clubes de Barrio y de Pueblo informados por el MINISTERIO DE TURISMO Y DEPORTES o el área que éste disponga, de conformidad con la Resolución SE N° 742/2022.	Facturación Normal
Por cada kWh autoconsumido virtualmente en horario de Pico	\$/kWh \$ 47,1266
Por cada kWh autoconsumido virtualmente en horario de Valle	\$/kWh \$ 45,3314
Por cada kWh autoconsumido virtualmente en horario de Resto	\$/kWh \$ 45,9019
Para la totalidad de los kWh autoconsumido virtualmente, cuando no se facture por bandas horarias	\$/kWh \$ 46,1062

GDCV2 - Suministros a Usuarios identificados como Alumbrado Público	Facturación Normal
Por cada kWh autoconsumido virtualmente en horario de Pico	\$/kWh \$ 110,9072
Por cada kWh autoconsumido virtualmente en horario de Valle	\$/kWh \$ 106,1662
Por cada kWh autoconsumido virtualmente en horario de Resto	\$/kWh \$ 107,6721
Para la totalidad de los kWh autoconsumido virtualmente, cuando no se facture por bandas horarias	\$/kWh \$ 107,8903

GDCV3 - Suministros a Usuarios Generales	Facturación Normal
Por cada kWh autoconsumido virtualmente en horario de Pico	\$/kWh \$ 110,9072
Por cada kWh autoconsumido virtualmente en horario de Valle	\$/kWh \$ 106,1662
Por cada kWh autoconsumido virtualmente en horario de Resto	\$/kWh \$ 107,6721
Para la totalidad de los kWh autoconsumido virtualmente, cuando no se facture por bandas horarias	\$/kWh \$ 108,2121

Tasas aplicables

- a) Ante el pedido de reemplazo del medidor correspondiente al suministro de todo Usuario que pretenda la instalación de un medidor bidireccional para constituirse en Usuario - Generador, se aplicará el Cargo por Conexión que corresponda, según lo especificado en las TASAS del Cuadro Tarifario vigente para Distribución, de conformidad con las previsiones de cada caso.
- b) Ante cualquier otra intervención que deba efectuar personal de la Prestadora en el suministro de un Usuario - Generador, resultarán aplicables los cargos especificados en las TASAS del Cuadro Tarifario vigente para Distribución, siempre que la tarea desarrollada se corresponda con las previsiones de dichos cargos.

33. ANEXO 2 – CUADRO TARIFARIO TELECOMUNICACIONES

TELECOMUNICACIONES CUADRO TARIFARIO JUNIO 2026

CONCEPTO	IMPORTE FINAL
TELEVISION	
ABONO TV CABLE ANALOGICO VGB	\$ 18.177,00
ABONO TV CABLE ANALOGICO VCP	\$ 21.811,00
TV GRILLA DIGITAL	\$ 6.324,00
OPCIONAL PACK PREMIUM / ADULTO	\$ 10.822,00
OPCIONAL PACK FUTBOL	\$ 24.161,00
INTERNET	
NODORED INICIAL 4 MB	NO VIGENTE
NODORED INICIAL 6 MB	NO VIGENTE
NODORED INICIAL 10 MB	NO VIGENTE
NODORED + Internet 10 MB	NO VIGENTE
NODORED + Internet 20 MB	NO VIGENTE
NODORED + Internet 40 MB	NO VIGENTE
VCP INTERNET FO 20 MB CON SENA	\$ -
VCP INTERNET FO 50 MB CON SENA	\$ -
VCP INTERNET FO 100 MB CON SENA	\$ -
VCP INTERNET FO 200 MB CON SENA	\$ -
DERECHO DE CONEXIÓN INTERNET VCP	\$ 128.499,00
CAMBIO DE TECNOLOGIA	\$ 64.250,00
SENA	
ACTIVACION INICIAL SENA	\$ 21.811,00
ABONO SENA MENSUAL - LICENCIA HASTA 3 DISPOSITIVOS	\$ 21.811,00
Exclusivo socios con Televisión o Internet Sujeto a calidad de prestación de ancho de banda	
OTROS CARGOS	
DERECHO DE CONEXIÓN TVCABLE VCP	\$ 62.104,54
DERECHO DE CONEXIÓN TVCABLE VGB	\$ 54.835,83
SEGURO TECNICO	\$ 2.915,89
DEPOSITO GARANTIA INQUILINOS	2 ABONOS

TELECOMUNICACIONES
CUADRO TARIFARIO JUNIO 2026

TARIFA TV CABLE vigente desde periodo JUNIO 2026		
RESIDENCIAL CON HD	FINAL VGB	FINAL VCP
RESIDENCIAL H. 4 BOCAS	\$ 36.810,88	\$ 44.171,51
RESIDENCIAL LOTE UNICO - CASA MULTIPLES (única conexión de energía)	1 abono + 1/2 abono por c/unidad adicional	
RESIDENCIAL LOTE UNICO - CASA MULTIPLES (un abono por cada conexión de energía)	1 abono por cada unidad	
COMERCIAL CON HD	FINAL VGB	FINAL VCP
COMERCIAL CAT. 1 BOCA UNICA (LOCALES)	\$ 31.609,70	\$ 37.924,16
COMERCIAL CAT. 2 HOTELES (MONOBLOQUES) H. 15 HAB.	\$ 57.472,12	\$ 68.966,85
COMERCIAL CAT. 2 HOTELES (MONOBLOQUES) H. 16/40 HAB.	\$ 86.207,76	\$ 103.448,76
COMERCIAL CAT. 2 HOTELES (MONOBLOQUES) MAS DE 40 HAB.	\$ 117.407,43	\$ 140.888,64
COMERCIAL CABAÑAS (UNICA CONEXIÓN DE ENERGIA)	1 abono com + 1/3 abono por c/unidad adicional	
RESIDENCIAL SIN HD	FINAL VGB	FINAL VCP
RESIDENCIAL H. 4 BOCAS	\$ 43.213,71	\$ 51.854,63
RESIDENCIAL LOTE UNICO - CASA MULTIPLES (única conexión de energía)	1 abono + 1/2 abono por c/unidad adicional	
RESIDENCIAL LOTE UNICO - CASA MULTIPLES (un abono por cada conexión de energía)	1 abono por cada unidad	
COMERCIAL SIN HD	FINAL VGB	FINAL VCP
COMERCIAL CAT. 1 BOCA UNICA (LOCALES)	\$ 37.931,62	\$ 45.508,99
COMERCIAL CAT. 2 HOTELES (MONOBLOQUES) H. 15 HAB.	\$ 68.966,55	\$ 82.760,22
COMERCIAL CAT. 2 HOTELES (MONOBLOQUES) H. 16/40 HAB.	\$ 103.449,31	\$ 124.138,52
COMERCIAL CAT. 2 HOTELES (MONOBLOQUES) MAS DE 40 HAB.	\$ 140.888,92	\$ 169.066,36
COMERCIAL CABAÑAS (UNICA CONEXIÓN DE ENERGIA)	1 abono com + 1/3 abono por c/unidad adicional	
SERVICIO HD		
GRILLA BASICA	\$	6.324,81
PACK Cine HBO / Universal / Adultos c/u	\$	10.822,40
PACK Fútbol	\$	24.160,95
ACCIONES P/PROP. RESIDENCIAL / COMERCIAL	FINAL VGB	FINAL VCP
DERECHOS DE CONEXIÓN TV CABLE	\$ 54.836,39	\$ 62.104,23
ACCIONES P/INQUILINO NO SOCIO	FINAL VGB	FINAL VCP
ACCIONES SOCIO	50% DESCUENTO	
DERECHOS DE CONEXIÓN TV CABLE	BONIFICADO	
DEPOSITO EN GARANTIA	EQUIVALENTE A 2 ABONOS	
OTROS COSTOS	FINAL VGB	FINAL VCP
ACCIONES EQUIPO DECODIFICADOR (2 cuotas sin intereses)	\$	128.499,50
TRASLADO DE CABLE	UN ABONO	
RECONEXION DE CABLE RESIDENCIAL	MEDIO ABONO	
RECONEXION DE CABLE COMERCIAL	MEDIO ABONO	
SEGURO TECNICO EQUIPO DECODIFICADOR (OBLIGATORIO)	\$	2.915,89

34. ANEXO 3 – TASAS DE CONEXIÓN

Las tasas expresadas a continuación son exclusivas para socios. Para ser asociado se debe suscribir e integrar acciones por un monto igual a **\$ 250.871,20**.

En todos los casos el pago del 100% de la tasa de conexión será condición necesaria para conectar el servicio. En caso de tratarse de obras específicas que no estén contempladas en este documento en cada caso se suscribirá un contrato de locación de obra.

Las conexiones que excedan los 5 kW de potencia o 40 metros de extensión de línea desde la línea trifásica más cercana se presupuestarán por separado e individualmente.

Las conexiones solicitadas por inquilinos, ya sea de carácter temporal o permanente, deberán abonar un cargo adicional en concepto de garantía equivalente a dos meses de consumo promedio a determinar según el rubro.

COD.	DESCRIPCIÓN	PRECIO
1. BM	BAJADA MONOFÁSICA HASTA 5 KW SIN EXTENSIÓN DE LINEA.	\$ 248.644,50
2. BM / LCP	BAJADA MONOFÁSICA HASTA 5 KW DE POTENCIA Y HASTA 40 METROS EN EXTENSIÓN EXISTENTE.	\$ 408.641,63
3. BM / LCP + P	BAJADA MONOFÁSICA HASTA 5 KW DE POTENCIA Y HASTA 40 METROS DE EXTENSIÓN.	\$ 790.961,98
4. BT	BAJADA TRIFÁSICA HASTA 5 KW SIN EXTENSIÓN DE LINEA.	\$ 582.879,02
5. BT / LCP	BAJADA TRIFÁSICA HASTA 5 KW DE POTENCIA Y HASTA 40 METROS EN EXTENSIÓN EXISTENTE.	\$ 892.182,94
6. BT / LCP + P	BAJADA TRIFÁSICA HASTA 5 KW DE POTENCIA Y HASTA 40 METROS DE EXTENSIÓN.	\$ 1.199.863,30
7. SM	CONEXIÓN MONOFÁSICA SUBTERRÁNEA HASTA 5 KW.	\$ 187.718,12
8. ST	CONEXIÓN TRIFÁSICA SUBTERRÁNEA HASTA 5 KW.	\$ 472.132,20
9. CGM	CONEXIÓN MONOFÁSICA EN GABINETE MULTIMEDICIÓN HASTA 5 KW.	\$ 149.830,59
10. CGT	CONEXIÓN TRIFÁSICA EN GABINETE MULTIMEDICIÓN HASTA 5 KW.	\$ 354.247,08

(i) En el caso de usuarios que soliciten el traslado del punto de medición o cuando siendo suministros monofásicos soliciten la reforma a trifásico se cobrará un presupuesto.

(ii) Los valores expuestos precedentemente, no eximen del pago de las obras u otros cargos que correspondan ser afrontadas por el usuario, de acuerdo con las disposiciones del Reglamento de Suministros de la Energía Eléctrica.

VÁLIDO HASTA EL 30-06-2026

35. ANEXO 4 – GRILLA TV CABLE DIGITAL Y ANALOGICA

GRILLA DIGITAL

100	105	106	107	108	110	115	120
124	125	126	130	135	139	150	160
163	165	168	170	175	180	185	190
198	200	205	210	220	225	230	231
232	240	245	245	250	270	275	280
285	287	290	295	300	305	308	315
318	320	325	329	335	337	340	350
355	380	385	400	405	410	415	417
420	425	430	433	435	440	447	450
455	470	480	485	490	495	500	505
508	510	560	590	700	720	725	728
725	730	750	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	795	795	795
795	795	795	795	795	79		

36. ANEXO 5 – GLOSARIO TECNICO Y REFERENCIAS

A – Amper

AMI - Infraestructura de Medición Avanzada

BT – Baja Tensión

DFP – Demanda Fuera de Punta

DP – Demanda de Punta

EPEC – Empresa Provincial de Energía de Córdoba

ET – Estación Transformadora

FO – Fibra Óptica

FTTH - Fiber To The Home

HFC – Hybrid Fiber Coaxial

kV – Kilo Volt

KVA – Kilo Volt Amper

kW – Kilo Watt

kWh – Kilo Watt hora

LAAT – Línea Aérea de Alta Tensión

LABT – Línea Aérea de Baja Tensión

LAMT – Línea Aérea de Media Tensión

LSBT – Línea Subterránea de Baja Tensión

LSMT – Línea Subterránea de Media Tensión

MT – Media Tensión

MVA – Mega Volt Amper

MW – Mega Watt

Parque de Rebaje MT/MT – Parque de Rebaje de 33 kV a 13,2 kV

PSFVC – Parque Solar Fotovoltaico Comunitario

PAT – Puesta a Tierra

SET – Subestación Transformadora

SET MT/BT – Subestación Transformadora de Media Tensión a Baja Tensión

STS - Subestación Transformadora Inteligente

V – Volt

VCP – Villa Ciudad Parque

VGB – Villa General Belgrano

W – Watt