



Universidad Nacional de Córdoba

Facultad de Ciencias Exactas, Físicas
y Naturales

Escuela de Ingeniería Industrial



Estudio de los Costos Incurridos en la Prestación del Servicio Eléctrico de una Cooperativa

Autor:

JOSE, Mauro Sebastián

Matrícula: 36.610.541

Tutor:

ING. DALLEGRE, Hugo

CÓRDOBA, Marzo del 2016



RESÚMEN

En el presente Proyecto Integrador se estudian los costos asociados a la actividad de distribución eléctrica de la Cooperativa de Obras y Servicios Públicos de Nono Ltda., situada al oeste de la Provincia de Córdoba, la cual presenta mayores egresos para brindar el servicio a los consumidores que ingresos obtenidos por la venta de la energía.

Como punto de partida, se analizó la metodología empleada por la Distribuidora para contabilizar las erogaciones de la prestación del servicio eléctrico, y debido a que la misma no ofrecía grandes herramientas a la hora de evaluar en profundidad los costos incurridos, se desarrolló un estudio de la actividad por Centros de Costos (Costos de Abastecimiento, Costos Administrativos, Costos de Capital, Costos de Comercialización y Costos de Operación y Mantenimiento), compuestos por determinadas Cuentas Colectoras.

En dicho estudio, los elementos de costos resultantes de la prestación fueron asignados, en base a ciertos criterios definidos por el autor, a cada una de las Cuentas Colectoras de los Centros anteriormente nombrados, y finalmente, se calcularon los montos totales de los mismos.

Los resultados obtenidos a través del estudio por Centros de Costos, junto con un análisis de la actividad desarrollada por la Cooperativa, permitieron al autor plantear diferentes propuestas tendientes a optimizar los costos del sector eléctrico, con el fin de que la empresa comience a revertir la situación planteada al principio mediante la puesta en práctica de las mismas.

En el Proyecto también se incluye un breve análisis respecto del grado de cumplimiento de las obligaciones contraídas por la Distribuidora al obtener la Concesión del servicio eléctrico, y la influencia que tendrán en los costos totales de la prestación, aquellas que actualmente no son cumplidas satisfactoriamente.



ABSTRACT

The following Integrating Project studies the costs associated to the activity of power distribution by Cooperativa de Obras y Servicios Públicos Ltda. in Nono, which is situated to the west of the province of Córdoba. It has more expenditure on providing consumers with the service than incomes obtained by selling the energy.

First, the methodology used by the Distributor to calculate the expenditure on providing the service was analyzed. As it did not offer great tools regarding the costs, the activity was studied by Cost Centers (Supply Costs, Administrative Costs, Capital Costs, Marketing costs, and Operation and Maintenance Costs) composed by certain Collection Accounts.

In such study, the elements of the costs resulting from providing the service were assigned to each of the Collection Accounts of the previous mentioned Centers, on the basis of certain criteria defined by the author. Finally, their total amounts were calculated.

The results obtained after the study, together with an analysis of the activities carried out by the Cooperativa, allowed the author to propose different ideas to improve the costs of the electric area so that the company can start to change the situation.

In the Project, a brief analysis is included as regards meeting the obligations assumed by the Distributor after obtaining the concession of the power service and the influence that those that are not satisfactorily met will have on providing such service.



AGRADECIMIENTOS

Sin establecer orden de importancia, merecen mi agradecimiento:

La Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales por brindarme la posibilidad de estudiar en ella, y cada uno de los profesores que a lo largo de la carrera me educaron para poder desarrollarme tanto humana como profesionalmente.

El Ing. Hugo Dallegre, tutor de este Proyecto Integrador, por su apoyo y conocimientos brindados durante el desarrollo del mismo.

La Cooperativa de Obras y Servicios Públicos de Nono Ltda.- por confiar en mí y permitirme desarrollar allí el Proyecto Integrador, brindándome todas las herramientas necesarias para lograrlo.

Mi familia que me apoyó y acompañó incondicionalmente durante todo el transcurso de la carrera.

Mi novia por haberme acompañado en esta etapa de mi vida.

Mis amigos que siempre están brindándome su apoyo en todo momento.

Mis compañeros, amigos y futuros colegas por los buenos momentos compartidos tanto en las actividades curriculares como fuera de la Universidad.



ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	IV
ÍNDICE DE TABLAS	V
ABREVIATURAS	VII
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Presentación de la Empresa	2
1.1.1 Descripción General de la Empresa	2
1.1.1.1 Servicios ofrecidos por la Empresa	3
1.1.2 Misión y Visión de la Empresa.....	4
1.1.3 Organigrama Funcional	4
1.1.4 Servicio de Distribución de Energía Eléctrica	6
1.1.4.1 Clientes.....	7
1.1.4.2 Proveedores.....	8
1.1.4.3 Proceso Productivo/ Capacidad Productiva	8
1.1.4.4 Crecimiento de la Actividad.....	9
1.1.5 Situación Problemática Actual	9
CAPÍTULO 2. OBJETIVOS, ALCANCE Y CRITERIOS DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA...11	11
2.1 Objetivos.....	11
2.1.1 Objetivo General.....	11
2.1.2 Objetivos Específicos	11
2.2 Alcance.....	12
2.3 Metodología de Trabajo	12
2.4 Estructura del Proyecto.....	13
CAPÍTULO 3. CONTEXTO Y EVOLUCIÓN DEL SECTOR	15
3.1 Historia de la Electricidad y las Cooperativas en la Provincia de Córdoba	15
CAPÍTULO 4. MARCO TEÓRICO	22
4.1 Marco Regulatorio de la Actividad de Distribución Eléctrica	22
4.1.1 Modelos Regulatorios	22
4.1.2 Instrumentos Regulatorios.....	24
4.2 Sector Eléctrico.....	31
4.2.1 Mercado Eléctrico. Actores y Principales Características	31
4.2.2 Distribución de la Energía Eléctrica	34



4.2.2.1	Los Costos de la Distribución de la Energía Eléctrica	36
4.3	Contabilidad de Costos	41
4.3.1	Concepto de Costo	42
4.3.2	Clasificación de Costos	42
4.3.2.1	Costos de Producción	44
4.3.3	Centros de Costos	45
4.3.4	Contabilización de los Costos Directos e Indirectos.....	45
CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA ACTUAL PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....		47
5.1	Sistema empleado para la Determinación e Imputación de los Costos asociados al Servicio de Distribución de Energía Eléctrica	47
5.2	Problemática detectada respecto del Sistema de Determinación e Imputación de Costos empleado.....	52
CAPÍTULO 6. ESTUDIO DE LOS COSTOS DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....		54
6.1	Costos incurridos por la Cooperativa en el Sector Eléctrico	54
6.2	Estudio de la Actividad por Centros de Costos	58
6.2.1	Estructuración de Costos.....	59
6.2.2	Metodología de Asignación de Costos.....	64
6.2.3	Asignación Final por Centro de Costos.....	66
6.3	Análisis de los Resultados Finales por Centros de Costos.....	70
CAPÍTULO 7. OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA		75
7.1	Planteo de Propuestas.....	75
7.1.1	Procedimientos de Trabajo y Planillas Diarias de Registro de Actividad.....	75
7.1.2	Planificación de las Actividades.....	83
7.1.3	Mantenimiento Preventivo	88
7.1.4	Reducción de Pérdidas Energéticas	91
7.1.5	Propuestas Generales	97
CAPÍTULO 8. ANÁLISIS DE LAS OBLIGACIONES CONTRACTUALES ASUMIDAS POR LA COOPERATIVA		101
8.1	Análisis de las Obligaciones Contractuales.....	101
8.2	Influencias en los Costos Totales de la Prestación del Servicio	105
CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES		110
BIBLIOGRAFÍA		112



ANEXOS	115
ANEXO I: PLANILLA DE ACTIVIDADES DEL PERSONAL.....	115
ANEXO II: PLANILLA DE VEHÍCULOS.....	119
ANEXO III: PLANILLAS DE ASIGNACIÓN DE CARGAS FABRILES.....	121
ANEXO IV: DETALLE DEL CÁLCULO DE LOS COSTOS DE ABASTECIMIENTO.....	122
ANEXO V: DETALLE DEL CÁLCULO DE LOS COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN....	123
ANEXO VI: DETALLE DEL CÁLCULO DE LOS COSTOS DE ADMINISTRACIÓN.....	125
ANEXO VII: DETALLE DEL CÁLCULO DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	127
ANEXO VIII: PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO.....	130
ANEXO IX: PLANILLA DE REGISTRO DE ACTIVIDAD DIARIA.....	134



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Sede Administrativa	2
Figura 1.2 Oficina Técnica y Flota de vehículos.....	2
Figura 1.3 Ubicación de la Localidad de Nono, Departamento de San Alberto, Provincia de Córdoba	3
Figura 1.4 Ambulancias de Traslado	3
Figura 1.5 Interior de Ambulancia	3
Figura 1.6 Sala Velatoria	4
Figura 1.7 Organigrama Funcional	6
Figura 1.8 Gráfico de Distribución de Cuentas Eléctricas por Zona	7
Figura 1.9 Gráfico de Distribución de Cuentas Eléctricas por Categoría.....	8
Figura 1.10 Gráfico de Evolución Energía Consumida por los Usuarios de la Cooperativa ..	9
Figura 4.1 Actores reconocidos del Mercado Eléctrico	33
Figura 4.2 Sistema de Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica.....	34
Figura 4.3 Requerimiento de Ingresos de una Distribuidora Eléctrica.....	41
Figura 6.1 Resultado del Mapeo de Operaciones de la Cooperativa	60
Figura 6.2 Organización Contable por Centros de Costos de Cooperativa Eléctrica.....	64
Figura 6.3 Gráfico de los Costos Globales de la Cooperativa	71
Figura 6.4 Gráficos de Montos Finales de las Cuentas del Centro de Costos de Operación y Mantenimiento.....	72
Figura 6.5 Gráficos de Montos Finales de las Cuentas del Centro de Costos de Abastecimiento.....	72
Figura 6.6 Gráficos de Montos Finales de las Cuentas del Centro de Costos de Administración.....	72
Figura 6.7 Gráficos de Montos Finales de las Cuentas del Centro de Costos de Comercialización.....	73
Figura 6.8 Gráficos de Montos Finales de las Cuentas del Centro de Costos de Capital.....	73
Figura 7.1 Equipo N° 1 – Diagrama de Gantt Actividades.....	85
Figura 7.2 Equipo N° 2 – Diagrama de Gantt Actividades.....	85
Figura 7.3 Equipo N° 3 – Diagrama de Gantt Actividades.....	86
Figura 7.4 Equipo N° 4 – Diagrama de Gantt Actividades.....	87



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Cuentas Eléctricas por Zona	7
Tabla 1.2	Cuentas Eléctricas por Categoría.....	8
Tabla 1.3	Energía Consumida por los Usuarios en los últimos 5 años	9
Tabla 5.1	Elementos de la Categoría Gastos Operativos.....	48
Tabla 5.2	Elementos de la Categoría Gastos Administrativos	49
Tabla 5.3	Elementos de la Categoría Gastos Financieros.....	50
Tabla 5.4	Amortización de Bienes de Uso afectados al Servicio Eléctrico.....	50
Tabla 6.1	Mediciones Estación Transformadora Nono de la EPEC.....	55
Tabla 6.2	Mediciones Estación Transformadora San Huberto de la EPEC	55
Tabla 6.3	Mediciones Totales Estaciones Transformadoras de la EPEC	55
Tabla 6.4	Monto Total Compra Energía Eléctrica.....	56
Tabla 6.5	Monto Total de Gastos Operativos	56
Tabla 6.6	Monto Total de Gastos Financieros	56
Tabla 6.7	Monto Total de Gastos Administrativos	57
Tabla 6.8	Monto Total de Amortización del Ejercicio Analizado	57
Tabla 6.9	Cuadro de Resultados – Distribución de Energía	58
Tabla 6.10	Detalle Ítems de Gastos Operativos, Administrativos y Financieros	62
Tabla 6.11	Centro de Costos de ABASTECIMIENTO	66
Tabla 6.12	Centro de Costos de COMERCIALIZACIÓN	67
Tabla 6.13	Centro de Costos de ADMINISTRACIÓN.....	68
Tabla 6.14	Centro de Costos de OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	69
Tabla 6.15	Centro de Costos de CAPITAL.....	70
Tabla 6.16	Resumen de Montos Finales por Centros de Costos.....	70
Tabla 7.1	Clasificación y Codificación de Procedimientos de Trabajos	80
Tabla 7.2	Totalidad de Bienes Librados al Servicio.....	84
Tabla 7.3	Días y Horas Laborales de forma Mensual.....	84
Tabla 7.4	Equipos de Trabajo – Planificación de Actividades	84
Tabla 7.5	Equipo Nº 1 – Planificación de Actividades	85
Tabla 7.6	Equipo Nº 2 – Planificación de Actividades	85
Tabla 7.7	Equipo Nº 3 – Planificación de Actividades	86
Tabla 7.8	Equipo Nº 4 – Planificación de Actividades	86
Tabla 7.9	Mantenimiento de Subestaciones.....	89
Tabla 7.10	Análisis Pérdidas Energéticas – Situación Actual.....	94
Tabla 7.11	Análisis Pérdidas Energéticas – Mejora Factor de Potencia.....	94
Tabla 7.12	Análisis Pérdidas Energéticas – Magnitudes Cambio de Conductor.....	95
Tabla 7.13	Análisis Pérdidas Energéticas – Comparativo Cables (Beneficio-Costo)	95
Tabla 7.14	Análisis Pérdidas Energéticas – Comparativo Cables (Beneficio-Costo)	96
Tabla 7.15	Análisis Pérdidas Energéticas – Mejora Cambio de Conductor	96
Tabla 8.1	Inversiones requeridas: Normas de Calidad del Servicio.....	106
Tabla 8.2	Costos a incurrir: Normas de Calidad del Servicio.....	107
Tabla 8.3	Sanciones Calidad del Producto Técnico: Media y Baja Tensión	107
Tabla 8.4	Sanciones Calidad del Servicio Técnico.....	108
Tabla I.1	Planilla de Asignación Mano de Obra del PERSONAL.....	115
Tabla I.2	Planilla de Distribución de Horas-Hombre del PERSONAL	116
Tabla I.3	Planilla de Costos de Mano de Obra del PERSONAL	117
Tabla I.4	Cálculo del Costo por Hora de la mano de obra del PERSONAL	118
Tabla II.1	Planilla de Vehículos	119
Tabla II.2	Precios Promedios de Combustibles.....	120
Tabla III.1	Planilla de Asignación de Servicios	121
Tabla III.2	Planilla de Asignación de Insumos y Bienes de Uso	121



Tabla IV.1	Energía Total Comprada sin incluir Pérdidas	122
Tabla IV.2	Pérdidas de Energía	122
Tabla V.1	Costos de Mano de Obra de COMERCIALIZACIÓN.....	123
Tabla V.2	Costos de Materiales Eléctricos de COMERCIALIZACIÓN.....	123
Tabla V.3	Costos de Vehículos de COMERCIALIZACIÓN.....	123
Tabla V.4	Costos de Servicios de COMERCIALIZACIÓN.....	123
Tabla V.5	Costos de Insumos y Bienes de Uso de COMERCIALIZACIÓN	124
Tabla VI.1	Costos de Conducción y Gerenciamiento	125
Tabla VI.2	Costos de Mano de Obra de ADMINISTRACIÓN	125
Tabla VI.3	Costos de Asesorías Externas.....	125
Tabla VI.4	Costos de Vehículos de ADMINISTRACIÓN.....	125
Tabla VI.5	Costos de Servicios de ADMINISTRACIÓN.....	125
Tabla VI.6	Costos de Impuestos, Tasas y Contribuciones ADMINISTRACIÓN.....	126
Tabla VI.7	Costos de Insumos y Bienes de Uso de ADMINISTRACIÓN	126
Tabla VI.8	Aportes Solidarios y Donaciones	126
Tabla VII.1	Costos de Mano de Obra de OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	127
Tabla VII.2	Costos de Materiales Eléctricos de OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	127
Tabla VII.3	Costos de Vehículos de OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	128
Tabla VII.4	Costos de Servicios de OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	128
Tabla VII.5	Costos de Insumos y Bienes de Uso de OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO...	128
Tabla VII.6	Costos Cursos de Capacitación de Empleados de Líneas Eléctricas.....	129
Tabla VIII.1	Procedimiento de Trabajo: Personal Requerido.....	130
Tabla VIII.2	Procedimiento de Trabajo: Equipos Requeridos	131
Tabla VIII.3	Procedimiento de Trabajo: Herramientas Requeridas.....	131
Tabla VIII.4	Procedimiento de Trabajo: Materiales Requeridos.....	131
Tabla VIII.5	Procedimiento de Trabajo: Elem. de Seguridad Requeridos	132
Tabla VIII.6	Procedimiento Estándar de Trabajo.....	133
Tabla IX.1	Planilla de Registro de Actividad Diaria.....	134



ABREVIATURAS

- CASPE: Comisión Administradora del Servicio Público de Electricidad.
- ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad.
- EPEC: Empresa Provincial de Energía de Córdoba.
- ERSEP: Ente Regulador Provincial de los Servicios Públicos.
- FECESCOR: Federación de Cooperativas Eléctricas y de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba.
- I: Corriente.
- IVA: Impuesto al Valor Agregado.
- kV: Kilo Voltio.
- kVA: Kilo Volt Ampere.
- kW: Kilo Watt.
- kWh: Kilo Watt hora.
- MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.
- PCB: Bifenilos Policlorados.
- PI: Proyecto Integrador.
- R: Resistencia
- SEAL: Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.
- SIP: Sistema Interconectado Provincial.
- SNT: Sistema Nacional de Transmisión.
- SPEC: Servicio Público de Electricidad de Córdoba.
- SRT: Superintendencia de Riesgos del Trabajo.
- V: Voltio.
- VAD: Valor Agregado de Distribución.



CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

En términos generales, una Distribuidora de Electricidad en la Argentina desarrolla una actividad cuyo objetivo es satisfacer las demandas de energía eléctrica de los consumidores finales.

La actividad de distribución eléctrica, posee el carácter de monopolio natural, dado que no resulta eficiente la duplicación de las redes en una misma zona. Por este motivo, para controlar el poder monopólico que pudieran ejercer las distribuidoras, se han diseñado distintos tipos de regulaciones para la distribución, que además de limitar dicho poder, deben lograr incentivar a una inversión inteligente y justificada, y a una gestión eficiente.

En la Argentina, la Regulación hasta los años 90, estaba basada en el reconocimiento de los costos de servicio, es decir, en el reconocimiento total de los costos de la actividad mediante las tarifas cobradas a los usuarios, modelo que entra en crisis debido a que las inversiones efectuadas no siempre resultaban las más eficientes.

Entonces, a partir de allí, se tiende a implementar un Modelo de Regulación que logre el establecimiento de tarifas razonables, las cuales asegurasen la recuperación de la inversión en el caso de que se haga una gestión eficiente, sin comprometer la calidad del servicio.

En la Provincia de Córdoba, el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSEP), a través de mecanismos de regulación propios de la provincia, fija los cuadros tarifarios mediante los cuales se asignan los ingresos a las Cooperativas Distribuidoras de energía eléctrica para cumplir con las obligaciones que surgen del Contrato de Concesión.

Para la fijación de tarifas, el Ente Regulador, se basa en la suma de los costos incurridos para prestar el servicio por parte de la Distribuidora actuando de modo eficiente más una utilidad razonable, siguiendo los lineamientos establecidos en el Contrato de Concesión. Una vez determinadas las mismas, cada entidad que preste el servicio deberá gestionar sus costos de manera de que los mismos no superen los ingresos asignados, obteniendo de esta manera su rentabilidad.

Esta situación, no ha sido completamente asumida por las empresas de distribución, las cuales en la actualidad operan de la misma forma que lo hacían antes del cambio regulatorio, dejando de lado el desarrollo de una gestión eficiente, poniendo en juego, por un lado su propia rentabilidad, y por otro, la calidad del servicio brindado, todo esto como consecuencia de la falta de un análisis de riesgo del incumplimiento de las obligaciones contractuales.



1.1 Presentación de la Empresa

En esta sección se hace una descripción general de la empresa estudiada, analizando principalmente el sector de distribución eléctrica ya que constituye el área objeto de estudio del Proyecto Integrador.

1.1.1 Descripción General de la Empresa

La Cooperativa de Obras y Servicios Públicos de Nono Ltda.- es una entidad de carácter cooperativo sin fines de lucro, dedicada fundamentalmente a brindar servicios públicos en la calidad y cantidad requerida por sus asociados y usuarios, acompañando en el desarrollo y crecimiento social de toda la comunidad bajo su zona de influencia.

La misma está situada al oeste de la Provincia de Córdoba, en la localidad de Nono, perteneciente al Departamento de San Alberto. Su área de concesión, además de la localidad mencionada, abarca pueblos y parajes vecinos tales como Las Rabonas, Las Calles, El Alto, La Quebrada, San Huberto, Los Porteños, El Tajamar, El Perchel, Bajo el Molino, Paso de Las Tropas, Las Agüitas, Los Algarrobos, Ojo de Agua y Altautina.

Su sede administrativa tiene domicilio en la calle Sarmiento N° 296, en el centro de la localidad de Nono, mientras que su Oficina Técnica y depósito de reserva amplia de materiales eléctricos están ubicados en los alrededores de la misma.

Actualmente cuenta con un total de 2838 socios, cantidad que se incrementa de forma paulatina año a año. En cuanto a la estructura organizativa y el número de empleados de la Cooperativa, los mismos serán analizados en el Organigrama Funcional de la empresa.



Figura 1.1 Sede Administrativa



Figura 1.2 Oficina Técnica y Flota de vehículos

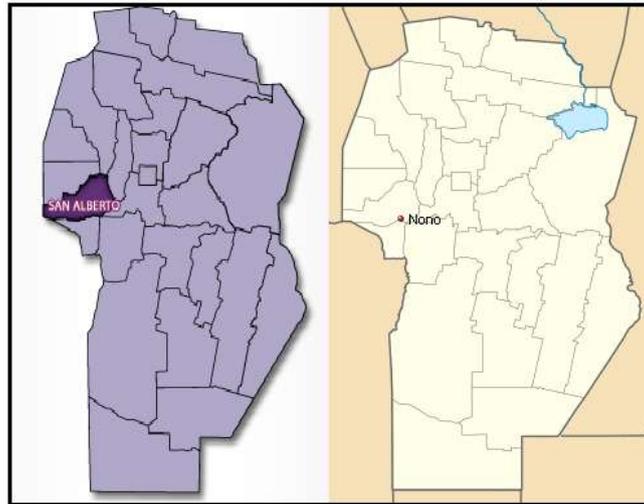


Figura 1.3 Ubicación de la Localidad de Nono, Departamento de San Alberto, Provincia de Córdoba

1.1.1.1 Servicios ofrecidos por la Empresa

La Cooperativa de Obras y Servicios Públicos de Nono Ltda.- suministra a los asociados y usuarios, dentro de su zona de concesión, los siguientes servicios:

- ✓ Servicio de Distribución de Energía Eléctrica: constituye la actividad principal de la Cooperativa. La misma se analizará en detalle en la última sección del presente capítulo.
- ✓ Servicio de Traslado de Pacientes: el servicio de ambulancia permite el traslado de aquellas personas imposibilitadas de hacerlo en un vehículo normal, justificando el mismo mediante constancia médica expedida por profesionales de la salud habilitados. Actualmente la Cooperativa dispone de dos ambulancias último modelo totalmente equipadas, que brindan cobertura de viajes de corta y larga distancia según lo amerite la situación.



Figura 1.4 Ambulancias de Traslado



Figura 1.5 Interior de Ambulancia



- ✓ Servicio de Sepelio: La Cooperativa dispone de una sala velatoria y carroza fúnebre propia, para brindar dicho servicio a todos los asociados que lo soliciten.



Figura 1.6 Sala Velatoria

- ✓ Servicio en Cementerio Privado: La Cooperativa se encarga de la administración de un Cementerio Privado, ofreciendo la venta de parcelas y el mantenimiento de las mismas.

Los servicios de Traslado de Pacientes, de Sepelios y en Cementerio Privado, conforman el área de Servicios Sociales, los cuales constituyen actividades secundarias en la prestación por parte de la Cooperativa en estudio.

1.1.2 Misión y Visión de la Empresa

MISIÓN:

“Brindar servicios que contribuyan a mejorar la calidad de vida de nuestros asociados, optimizando recursos tanto humanos, como económicos y financieros”.

VISIÓN:

“Pretendemos ser una Organización Cooperativa que se destaque por el compromiso con el bienestar de sus asociados, satisfaciendo con responsabilidad social todas sus necesidades y expectativas”.

1.1.3 Organigrama Funcional

La Cooperativa de Obras y Servicios Públicos de Nono Ltda.- organiza sus recursos en forma colectiva con la participación de todos los socios y con igualdad de derechos y obligaciones. Todas las actividades que se desarrollan en ella, son dirigidas, coordinadas y controladas por los socios a través de organismos y cargos que tienen funciones específicas.



En el organigrama funcional de la misma, se puede observar lo enunciado en el párrafo anterior, donde la Asamblea de Socios es la encargada de elegir los miembros del Consejo de Administración, para que éstos coordinen, planifiquen, dirijan y controlen el accionar de la Cooperativa.

El Consejo de Administración, conformado por un Presidente, Vicepresidente, Secretario y Prosecretario, Tesorero y Protesorero, tres Vocales titulares y tres suplentes, como así también un Sindico Titular y Suplente, es quien contrata al personal necesario para llevar adelante todas las actividades de la Cooperativa. Actualmente, dichas tareas, se desarrollan principalmente en tres áreas específicas: Área Administrativa, Área Servicios Sociales y Área Servicio Eléctrico, también llamada Área Técnica.

El Área Administrativa es la encargada de la facturación de los servicios brindados por la Cooperativa, como así también de todo el movimiento contable, impositivo y laboral. Actualmente en el área trabajan tres empleados, ligados a tareas administrativas y de comercialización.

El Área Servicio Eléctrico o Técnica, es la encargada de la puesta en producción de todas las líneas de energía eléctrica, el mantenimiento de las mismas y la realización de conexiones domiciliarias. Cuenta con 11 empleados de jornada completa, tres de ellos forman parte de la Oficina Técnica (encargada de la planificación y diseño de las obras eléctricas, presupuestos de obras, análisis y carga de datos, etc.) y los 8 restantes, un Jefe de Redes y siete Operarios de Redes, ligados a tareas de operación y mantenimiento de las redes eléctricas.

El Área Servicios Sociales, es la encargada de prestar los Servicios de Sepelio, Servicio de Traslado de Pacientes (Ambulancia) y Servicio en Cementerio Privado. Actualmente el área dispone de dos empleados, quienes se encargan de prestar los servicios anteriormente nombrados.

Cada una de las áreas descritas, cuentan con asesoramiento externo para el desarrollo de sus tareas, brindado por un Ingeniero Electrónico/Electricista, un Ingeniero en Higiene y Seguridad, un Contador, un Analista de Sistema y un Abogado.

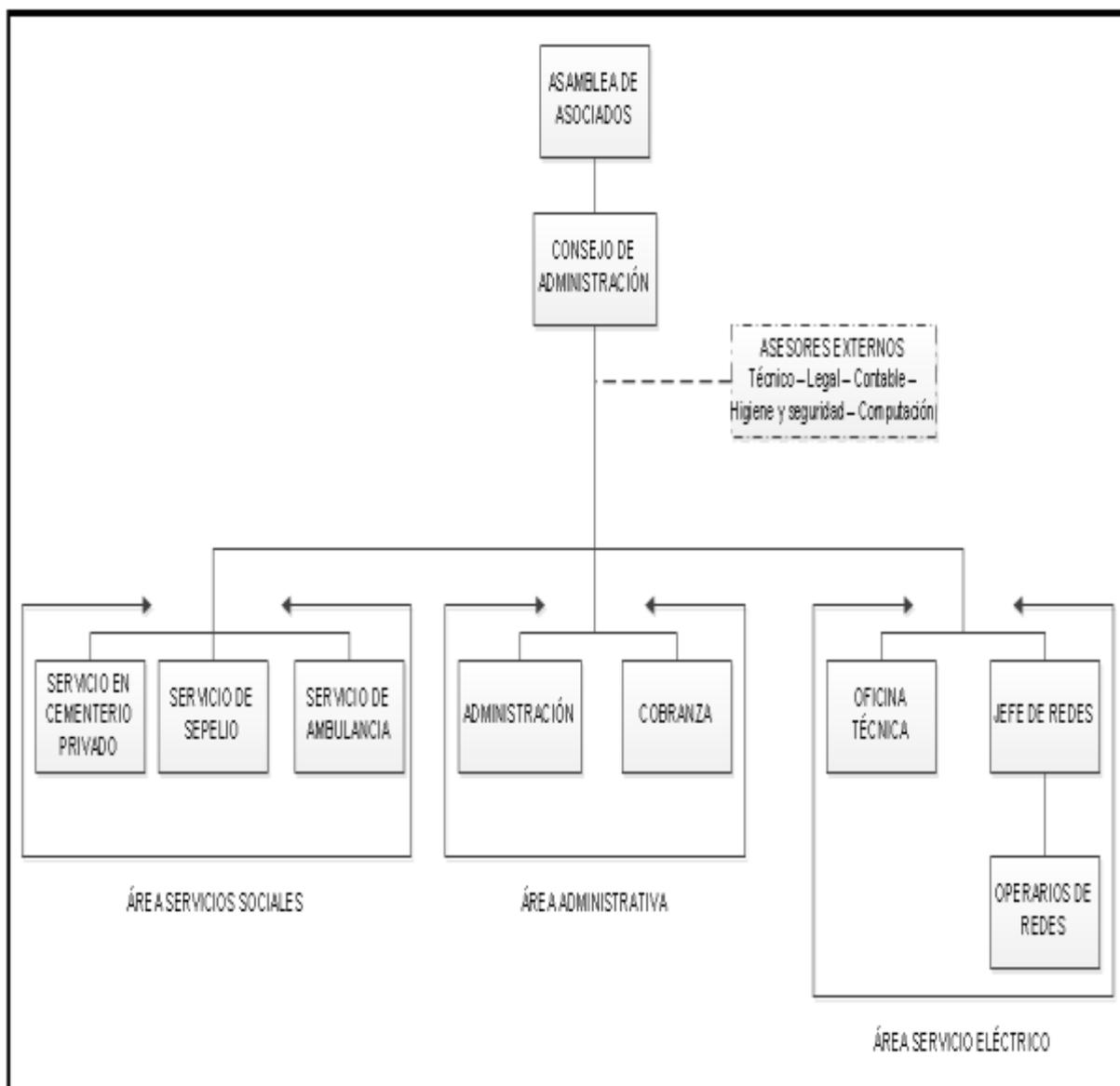


Figura 1.7 Organigrama Funcional

1.1.4 Servicio de Distribución de Energía Eléctrica

Tal como se mencionó anteriormente, el servicio de distribución de energía eléctrica, constituye la actividad principal de la entidad en estudio. En virtud de la misma, la Cooperativa desempeña la importante función de proveer y abastecer del fluido eléctrico al área de concesión otorgada por el gobierno de la Provincia de Córdoba, cubriendo la demanda tanto de zonas urbanas como rurales.

Algunas de las labores que se desarrollan en referencia a este servicio, son las siguientes:



- ✓ Diseño y construcción de líneas de Media y Baja Tensión¹;
- ✓ Conexiones eléctricas monofásicas Residenciales y Comerciales;
- ✓ Conexiones eléctricas trifásicas Residenciales y Comerciales;
- ✓ Instalación de columnas y artefactos de alumbrado;
- ✓ Mantenimiento de líneas de Media y Baja Tensión;
- ✓ Corte del servicio por falta de pago;
- ✓ Lectura y cambio de medidores.

1.1.4.1 Cientes

Actualmente la Cooperativa tiene un total de 2307 cuentas activas de facturación de diferentes usuarios respecto del servicio eléctrico. Las mismas se distribuyen, entre las distintas localidades y parajes que conforman el área geográfica de concesión delimitado, como se muestra a continuación:

Zona/Localidad	Cuentas Eléctricas
Nono	843
Las Rabonas	340
Las Calles	188
El Alto	148
Bajo el Molino	135
El Tajamar	113
Los Porteños	101
San Huberto	100
Los Algarrobos	91
La Quebrada	75
Paso de Las Tropas	42
El Perchel	39
Ojo de Agua	33
Altautina	31
Las Agüitas	28

Tabla 1.1 Cuentas Eléctricas por Zona

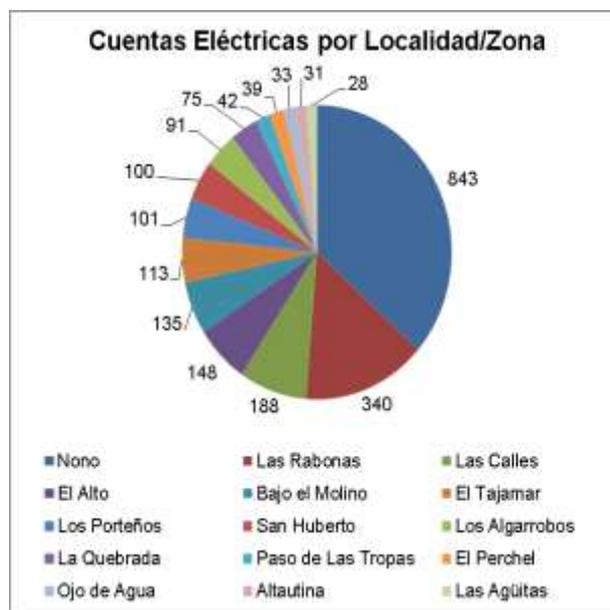


Figura 1.8 Gráfico de Distribución de Cuentas Eléctricas por Zona

A su vez, dichas cuentas eléctricas se clasifican en las categorías Residencial, Comercial y Oficiales (Gobierno), de acuerdo al tipo de establecimiento

¹ De acuerdo a la Asociación Electrotécnica Argentina, son líneas de Media Tensión aquellas cuyo tensión nominal es: $1\text{kV} \leq V_n \leq 66\text{ kV}$ y para líneas de Baja Tensión: $V_n \leq 1\text{ kV}$.



que demande el servicio. Conforme a esta categorización, la distribución es la siguiente:

Categorías	Cuentas Eléctricas
Residenciales	1853
Comerciales	405
Oficiales	49

Tabla 1.2 Cuentas Eléctricas por Categoría

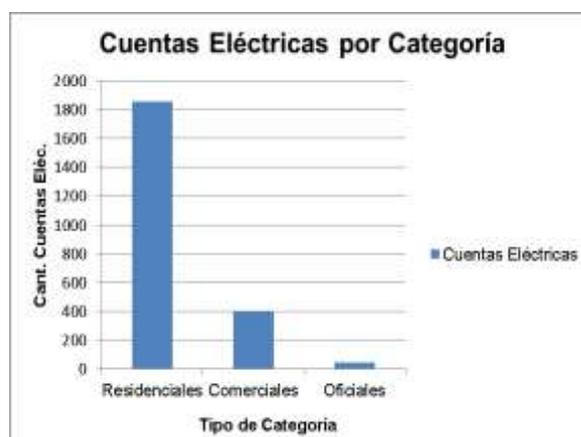


Figura 1.9 Gráfico de Distribución de Cuentas Eléctricas por Categoría

1.1.4.2 Proveedores

El principal proveedor de la Cooperativa respecto de la actividad de distribución de la electricidad es la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), quien abastece a la misma de la energía eléctrica necesaria para cubrir la demanda dentro de su zona de influencia.

En cuanto a los materiales necesarios para la operación y mantenimiento de las redes, tales como postes de madera o de cemento, cables eléctricos, transformadores, fusibles, aisladores, artefactos de iluminación, etc., la Cooperativa acude a diferentes empresas proveedoras de la provincia tales como Feyro, Partelec Electricidad S.R.L., Bonaben S.R.L., Mayo Transformadores S.R.L., Cima Estructuras, entre otras.

1.1.4.3 Proceso Productivo/ Capacidad Productiva

La electricidad abastecida mediante el Sistema de Transmisión de la EPEC con un valor de tensión de 33000 V (33 kV), llega a las Estaciones Transformadoras, ubicadas en la localidad de Nono y de San Huberto, donde se reduce a un valor de tensión de 13200 V (13,2 kV).

Desde dichas Estaciones Transformadoras se conduce la electricidad, pasando a través de líneas de Media Tensión urbana y rural, hasta las Subestaciones de Distribución reduciendo el valor de tensión a 380/220 V y luego, mediante líneas de Baja Tensión, se abastece a los asociados.



La capacidad instalada de la Estación Transformadora Nono de la EPEC de 33/13,2 kV es de 2000 kVA (2 transformadores de 1000 kVA cada uno), mientras que la capacidad instalada de la Estación Transformadora San Huberto de la EPEC de 33/13,2 kV es de 1260 kVA (2 transformadores de 630 kVA cada uno). De esta manera, la capacidad total instalada es de 3260 kVA.

La Cooperativa cuenta con un total de 113 Subestaciones Transformadoras con una potencia total instalada de 4501 kVA, que abastecen a un área de concesión urbana de 9 km² y un área rural de 211 km².

1.1.4.4 Crecimiento de la Actividad

A partir del registro de datos de los últimos 5 años de la Cooperativa de Obras y Servicios Públicos de Nono Ltda., sin tener en cuenta el actual que recién comienza, es decir desde el 2010 hasta el 2014, se puede observar un incremento tanto de la cantidad de asociados como de la energía consumida por los mismos. Esto permite llegar a la conclusión de que la actividad de distribución eléctrica prestada por la Cooperativa tiene una evolución creciente con el tiempo. A continuación se expone lo anteriormente descrito:

Año	Energía Consumida [kWh]
2010	5904104
2011	6154698
2012	6642486
2013	7017084
2014	7358316

Tabla 1.3 Energía Consumida por los Usuarios en los últimos 5 años

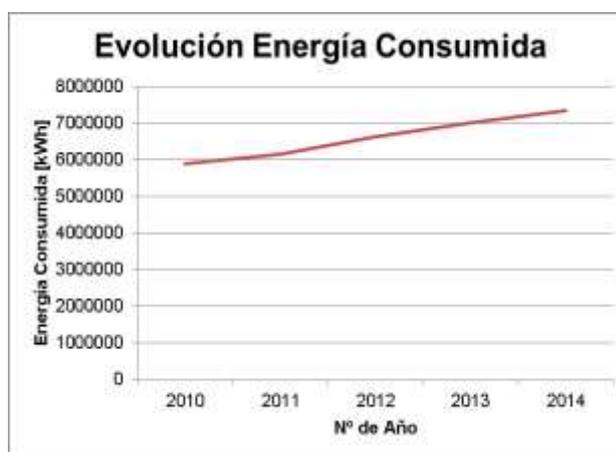


Figura 1.10 Gráfico de Evolución Energía Consumida por los Usuarios de la Cooperativa

1.1.5 Situación Problemática Actual

La Cooperativa de Obras y Servicios Públicos de Nono Ltda.- tiene al momento de iniciar el Proyecto Integrador dos situaciones problemáticas importantes, las cuáles se detallan a continuación:

- La primera de ellas es que la Cooperativa presenta en los últimos Ejercicios Contables mayores montos de costos incurridos para prestar el servicio que



ingresos por ventas de energía eléctrica a los consumidores finales. Esto pone de manifiesto una rentabilidad negativa, que de sostenerse en el tiempo, puede poner en peligro la continuidad operativa de la empresa.

- La segunda situación problemática está referida al sistema de costos empleado actualmente por la Cooperativa. El mismo es deficiente en los siguientes aspectos:
 - No brinda información que permita hacer un análisis objetivo de las erogaciones efectuadas para brindar el servicio eléctrico (debido a las dificultades para contabilizar y clasificar los costos de acuerdo su origen, entre otras).
 - No permite llevar adelante un monitoreo y control de los costos incurridos, no pudiéndose observar de esta manera donde se producen importantes desviaciones, y por lo tanto, donde centrar esfuerzos para evitar que ocurra la primera situación planteada.

Las situaciones anteriormente descritas que atraviesa la Distribuidora Eléctrica, constituyen el puntapié que da inicio a la realización del presente Proyecto Integrador.



CAPÍTULO 2. OBJETIVOS, ALCANCE Y CRITERIOS DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA

En este capítulo se detallan los objetivos, el alcance y la metodología de trabajo empleada en la realización del Proyecto.

2.1 Objetivos

A continuación se describen los objetivos que se desean alcanzar con la realización del presente Proyecto Integrador.

2.1.1 Objetivo General

- Optimización de los costos incurridos por parte de una Distribuidora Eléctrica de la Provincia de Córdoba en la prestación del servicio eléctrico.

2.1.2 Objetivos Específicos

- Diagnosticar y describir la situación actual de la organización.
- Estudiar en detalle los costos asociados al suministro de energía eléctrica por parte de la Distribuidora, analizando tanto la metodología empleada para tratar los mismos como las erogaciones generadas en cada actividad relacionada al servicio brindado.
- Analizar el grado de cumplimiento de las obligaciones contractuales asumidas por la Distribuidora en estudio, y la influencia que tendrán sobre los costos totales de la empresa aquellas obligaciones que actualmente no son cumplimentadas.
- Identificar oportunidades de mejora.
- Plantear diferentes propuestas tendientes a lograr una reducción de los costos incurridos por la organización en la prestación del servicio, como también una mejor gestión y control de los mismos.



2.2 Alcance

El alcance del presente Proyecto Integrador es estudiar en profundidad los costos incurridos para la prestación del servicio de distribución eléctrica por la Cooperativa de Obras y Servicios Públicos de Nono Ltda., sin tener en cuenta los costos generados en la prestación de otros servicios ofrecidos por la empresa, y plantear distintas propuestas de mejora con el fin de optimizar los mismos. Las propuestas no se implementarán durante el desarrollo del trabajo, siendo decisión de la empresa llevarlas a cabo en un futuro.

2.3 Metodología de Trabajo

Para el desarrollo del trabajo se escogió como metodología de investigación el Estudio de Campo, ya que se realiza en el lugar donde se encuentra el objeto de estudio, lo cual permite un análisis profundo de la situación y una obtención de la información directamente de la realidad donde ocurren los hechos. Por su parte, dentro del Estudio de Campo, se abordó el trabajo como un Estudio de Caso (debido a que se profundiza el estudio en un objeto de investigación).

Para la recolección de datos se utilizaron las siguientes técnicas:

- *Observación Directa:* de las labores efectuadas en las distintas áreas de la empresa, lo cual permitió tener una mejor visualización de los problemas existentes y las oportunidades de mejora a trabajar.
- *Entrevistas y Cuestionarios:* a personal del área administrativa, contable y de operación y mantenimiento de redes respecto de la estructura general de la empresa, las funciones de cada área y sus costos asociados, la metodología utilizada para contabilizar los costos incurridos, etc.
- *Análisis de las Bases de Datos* utilizadas por la empresa.

Los datos obtenidos constituyen datos primarios, es decir datos primarios extraídos de sus fuentes originales. Los mismos se complementaron con datos secundarios provenientes de fuentes bibliográficas, a partir de los cuales se elaboró el marco teórico.

A partir de la información recopilada, a través de las técnicas anteriormente descritas, se pudo detectar que la empresa presentaba una organización contable deficiente en cuanto a los datos que se podían extraer de la misma para llevar adelante un análisis profundo de los costos incurridos. Por dicho motivo, se realizó



un proceso de Estructuración de Costos con el objetivo de diseñar una nueva Estructura Contable por Centros de Costos.

Una vez definida la Estructura Contable, se procedió a asignar las erogaciones incurridas, durante el período establecido por el autor para el estudio, a cada Centro de Costos y sus Cuentas Contable asociadas. Para ello fue necesario crear distintas planillas para el prorrateo de los costos (mano de obra, vehículos, materiales eléctricos, servicios, etc.).

Con la nueva Organización Contable se pudo desarrollar un análisis más preciso y detallado de las erogaciones de la empresa, siendo expuestos los resultados del mismo de modo gráfico, de manera de observar con mayor claridad donde centrar los esfuerzos para optimizar los costos asociados a la prestación del servicio de distribución eléctrica.

Por último, teniendo en cuenta el análisis anteriormente descrito, se plantearon distintas propuestas de optimización con el fin de alcanzar el objetivo que da origen al Proyecto Integrador. Es importante remarcar que las mismas constituyen Propuestas de Aplicación no implementadas durante el desarrollo del presente trabajo, siendo decisión de la empresa llevarlas a cabo una vez finalizado el mismo.

2.4 Estructura del Proyecto

El desarrollo del PI está dividido en una serie de capítulos, brevemente descriptos a continuación:

En el Primer y Segundo Capítulo se presenta formalmente la empresa en estudio y se brinda el marco teórico necesario para materializar el Proyecto.

Luego, en el Tercer Capítulo, se analiza la metodología que utiliza la Cooperativa para contabilizar los costos asociados al suministro de energía eléctrica. A partir del análisis efectuado, en el Cuarto Capítulo, se evalúa la situación económica que atraviesa la Distribuidora, tomando como referencia el último Ejercicio Contable, y se realiza un estudio detallado de los costos incurridos en el sector eléctrico, desagregándolos por Centros de Costos, con el fin de contar con mayores herramientas para su gestión

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos a partir de la desagregación por Centros de Costos de las diferentes erogaciones de la empresa en relación a la prestación del servicio, en el Quinto Capítulo, se plantean distintas propuestas (incluyendo los resultados esperados de cada una de ellas) con el fin de optimizar los costos de la Cooperativa.



De forma complementaria, en el Sexto Capítulo, se analiza el grado de cumplimiento de las obligaciones contractuales contraídas por la Distribuidora, y la influencia de las mismas en los costos totales incurridos para brindar el servicio.

En el Séptimo Capítulo, se brindan las conclusiones y recomendaciones respecto del estudio realizado.

Finalmente, se expone la Bibliografía consultada y los Anexos del Proyecto.



CAPÍTULO 3. CONTEXTO Y EVOLUCIÓN DEL SECTOR

Para conocer y entender el contexto actual en el cual se desarrolla la actividad de distribución eléctrica por parte de las Cooperativas en la Provincia de Córdoba, es importante remitirse a los diferentes hechos históricos más relevantes que de una manera u otra tuvieron influencia directa en la evolución de la misma.

3.1 Historia de la Electricidad y las Cooperativas en la Provincia de Córdoba

A continuación se despliega una línea de tiempo, en donde se citan y se describen brevemente hechos históricos influyentes en la evolución de las Cooperativas Eléctricas de la Provincia de Córdoba.

- 1893: Se sanciona la Ley N° 1293 del 21 de Diciembre de 1893: El servicio público de electricidad de la Ciudad de Córdoba y sus alrededores, comenzó a ser prestado mediante la concesión otorgada a la empresa extranjera Mac Kinley o Mac Kanlay y Cía.
- 1897: El 29 de noviembre de 1897, se inaugura la Usina de Casa Bamba, ubicada en el Departamento Colón de la Provincia de Córdoba.
"Aquí nace la Córdoba industrial" (Figueroa Alcorta², 1897).
- 1907: Mediante la Ley N° 1961, del 3 de Diciembre de 1907, se concedió el derecho de aprovechar la fuerza motriz que representa la evacuación continua del Dique San Roque, destinada a satisfacer los servicios normales del Río Primero (Suquía), para utilizarla en la fabricación de productos químicos, alcalinos y salinos en general y para producir luz y fuerza.

La concesión es adquirida por la Compañía General de Electricidad de Córdoba y vence el 3/12/1947.

- 1908: Por la Ley N° 2041 del 30 de Diciembre de 1908, se introdujeron modificaciones a la concesión otorgada en el año 1907 y en virtud de ellas se autorizaba la instalación de usinas a vapor y se facultaba al concesionario, de acuerdo con el Poder ejecutivo, a utilizar la totalidad de la energía hidroeléctrica en el servicio público y particular del municipio de Córdoba, obligándole a garantizar la energía destinada al servicio público por la usina antes mencionada.

Sobre la base de esta ley, prestó sus servicios la Compañía General de Electricidad de Córdoba, quien obtuvo por sucesivas transferencias, los derechos de las usinas hidroeléctricas de Molet y Martínez (Barrio Villa Belgrano, Córdoba Capital), así como una ampliación de sus servicios a Malagueño, a Río Segundo y finalmente interconectarse con la Central Térmica de Villa María.

² José Figueroa Alcorta (Córdoba, 20 de noviembre de 1860 - Buenos Aires, 27 de diciembre de 1931) abogado y político argentino, fue Gobernador de la Provincia de Córdoba desde el 17 de Mayo de 1895 hasta el 17 de Mayo de 1898.



Por la Ley N° 2042 del 30 de Diciembre de 1908, se otorgó una concesión a la Compañía de Luz Eléctrica y Fuerza Motriz de Córdoba para suministrar energía eléctrica a talleres, tranvías, fábricas y otros usos industriales, como así también alumbrado público y particular. La concesión vence el 31/12/1948.

- 1926: El 20 de Diciembre de 1926 fue sancionada y promulgada la Ley N° 11.388 sobre Régimen Legal de las Sociedades Cooperativa. Si bien su texto no desarrollaba una definición de cooperativa, la Ley expresaba un auténtico sentido doctrinario y reflejaba conocimiento de la experiencia argentina.

Simultáneamente, se promulgaba la Ley N° 11.380 de fomento cooperativo, que autorizaba a los bancos de la Nación Argentina e Hipotecario a otorgar créditos especiales a las entidades cooperativas y eximía a las mismas de los impuestos nacionales de papel sellado y timbrado para gastos de constitución, reconocimiento, registro y funcionamiento, de contribuciones sobre el valor de los edificios e instalaciones y de patentes.

- 1930: El cooperativismo eléctrico nace en Córdoba en 1930 con la fundación de la Cooperativa de Canals.
- 1946: El estado general del servicio eléctrico era deplorable. En razón de este panorama, el gobernador de Córdoba Argentino Auchter³, dispuso el 11 de Diciembre de 1946 la caducidad de las concesiones y la estatización de las empresas eléctricas de la Compañía de Luz y Fuerza Motriz de Córdoba (Decreto N° 4196) y la Compañía General de Electricidad de Córdoba (Decreto N° 4197).

El servicio público de electricidad en la ciudad de Córdoba y pueblos circunvecinos, afectados a concesiones caducadas, quedó bajo la administración de un órgano especial denominado Comisión Administradora del Servicio Público de Electricidad (CASPE), según se dispuso por Decreto N° 4198 y las usinas de Villa María y el Sistema Las Sierras (ubicado al noroeste de la capital) quedaron en jurisdicción de la Dirección General de la Energía Eléctrica, dependiente del Ministerio de Obras Públicas, Turismo y Asuntos Agrarios de Córdoba.

- 1949: El 30 de Octubre de 1949 se sancionó la Ley N° 4181, por la que CASPE se convirtió en el Servicio Público de Electricidad de Córdoba (SPEC), una entidad de derecho público, autárquica, con capacidad para actuar pública y privadamente.
- 1952: Nace La Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), creada mediante Ley N° 4358 del 31 de diciembre de 1952, concretando en la práctica la fusión de la Dirección General de la Energía Eléctrica y del Servicio Público de Electricidad de Córdoba.

En dicha ley, se dispuso que la nueva empresa debía fomentar de una manera decidida la constitución de cooperativas eléctricas, a las que debía brindarles información y asesoramiento, interesando a los vecinos de las

³ Argentino S. Auchter, militar y político argentino, fue Gobernador de la Provincia de Córdoba desde el 17 de mayo de 1946 hasta el 14 de junio de 1947.



comunidades afectadas sobre los beneficios que a través de las mismas obtendrían. Es decir, la EPEC fue la encargada de apoyar y fomentar el movimiento cooperativo eléctrico. Esta decisión política fue clave para el posterior desarrollo de la electrificación en la provincia.

En efecto, a fines de 1952, cuando se sancionó la ley la provincia contaba con 54 Cooperativas eléctricas.

- 1957: La puesta en marcha en forma efectiva y decidida de un intenso proceso de electrificación se produce a partir de 1957 con la elaboración de un Plan Eléctrico Integral, cuyo objetivo final fue convertir a la provincia de Córdoba en el motor central de la República Argentina en materia eléctrica, y desde entonces la política de la EPEC propugnó la creación de la infraestructura que permitiera llevar el fluido eléctrico a todos los rincones del territorio provincial.

Los beneficios que se obtuvieron con esta política, que propendía a la paulatina electrificación del territorio provincial mediante la construcción de líneas de interconexión, fueron importantes tanto desde el punto de vista de la seguridad del servicio, como por la economía que significaba el mantenimiento y operación de un sistema interconectado, con grandes centros básicos de producción.

- 1958-1970: Las inversiones en líneas de alta tensión dieron origen al Sistema Interconectado Provincial (SIP)⁴ permitiendo el desarrollo del interior provincial e intensificando la electrificación rural.

Se programaron diversas líneas de distribución urbana y rural y se pusieron en marcha proyectos destinados a llevar la luz eléctrica a las zonas rurales cercanas a la capital provincial y a lagunas localidades del interior provincial. En todos esos proyectos, la participación de las Cooperativas fue esencial porque las obras se hicieron siempre con aportes de los usuarios y de la EPEC. En efecto, en la provincia de Córdoba, la electrificación rural encontró en las Cooperativas Eléctricas el vehículo más idóneo y, sin lugar a dudas, ellas cumplieron un rol importante, complementario a las funciones de la EPEC y al propósito del Estado.

Sin embargo, a pesar del creciente desarrollo de electrificación, aún no se contaba con un marco legal en el que se insertara la acción tanto del Estado como de las Cooperativas, pero este paso se cumplió con la sanción de la Ley N° 5252 de Electrificación Rural.

- 1960: El 15 de Septiembre de 1960 se sanciona la Ley Nacional N° 15336 (Ley de Energía Eléctrica).

Artículo 1º.- Quedan sujetas a las disposiciones de la presente ley y de su reglamentación las actividades de la industria eléctrica destinadas a la generación, transformación y transmisión, o a la distribución de la electricidad, en cuanto las mismas correspondan a la jurisdicción nacional; con excepción del transporte y distribución de energía eléctrica cuando su objetivo principal fuera la

⁴ Se define como Sistema Interconectado Provincial (SIP) el conjunto de centrales de generación eléctrica y sistemas de distribución que se encuentran interconectados entre sí por el Sistema Nacional de Transmisión (SNT).



transmisión de señales, palabras o imágenes, que se regirán por sus respectivas leyes especiales.

Esta Ley busca la nacionalización del servicio eléctrico en todo el territorio de la Argentina.

- 1971: El gobernador Helvio Nicolás Gouzen⁵, sancionó y promulgó el 10 de septiembre de 1971, la primera Ley de Electrificación Rural que tuvo la provincia de Córdoba, Ley N° 5252. Esa ley declaraba de interés provincial y de urgente necesidad para el desarrollo de la economía agropecuaria la promoción y ejecución de obras de electrificación rural en todo el territorio de la provincia.

La EPEC debía examinar y estructurar en todos los aspectos las concesiones que le fuesen solicitadas por las Cooperativas que hubiesen obtenido créditos para la ejecución de las obras de electrificación rural, en concordancia con los plazos acordados por la o las entidades crediticias y elevaría sus conclusiones a decisión del Poder Ejecutivo Provincial.

La Ley N° 5252 vino a confirmar definitivamente el papel insustituible que las cooperativas eléctricas debían desempeñar en el proceso de electrificación de las áreas rurales y marcó el comienzo de una etapa en que ese proceso adquirió un ritmo más acelerado, aunque condicionado por las circunstancias de la época.

- 1973: El 2 de Mayo de 1973, se sanciona la segunda y actual Ley de Cooperativas, Ley N° 20337.
- 1977: Se puso en marcha un nuevo plan eléctrico, el Plan de Desarrollo de Córdoba, en el cual las Cooperativas tuvieron nuevamente un rol fundamental, especialmente en el desarrollo de la electrificación rural.
- 1978 - 1987: Se sancionan la Leyes N° 6152, 7066, 7482, 7504 y 7652, del Estatuto Orgánico de la EPEC.

Es importante tener en cuenta al Estatuto por la vinculación de la EPEC con las Cooperativas.

- 1987: La reforma del Estado en la Provincia de Córdoba, se inicia en el contexto de la primera generación de reformas implementadas a nivel nacional con la reforma de la Constitución Provincial sancionada el 30 de Abril de 1987, en la que se plasman, entre otros, los principios de transformación del Estado.

Respecto al ámbito cooperativo, se evidencia un apoyo y fomento de la actividad.

Artículo 36.- El Estado Provincial fomenta y promueve la organización y desarrollo de cooperativas y mutuales. Les asegura una adecuada asistencia, difusión y fiscalización que garantice su carácter y finalidades.

- 1989: El 3 de Noviembre de 1989 se sanciona la Ley de Reforma del Estado (Ley N° 7850) la cual buscaba la reducción de funciones estatales, a partir de una

⁵ Helvio Nicolás Gouzen fue Gobernador de la Provincia de Córdoba desde el 5 de Julio 1971 hasta el 25 de Mayo de 1973.



reestructuración funcional de la administración, de las empresas, sociedades y entidades autárquicas del Estado Provincial.

Con dicha Ley se preveía descentralizar, privatizar, desregular, desmonopolizar y dar en concesión, total o parcial, los servicios, funciones y obras cuya gestión se encontraba a cargo de los entes y organismos anteriormente nombrados.

- 1991: Se sanciona el 12 de Diciembre de 1991 la Ley N° 8111, del Estatuto Orgánico de la EPEC.

El 19 de Diciembre de 1991 se sanciona La Ley Nacional N° 24065, Régimen de la Energía Eléctrica. Esta ley, modificó radicalmente la estructura del sector energético a nivel nacional, fragmentándolo en todas sus etapas. Las actividades de generación quedaron totalmente desreguladas para incentivar la competencia y se abrieron procesos de privatización a nivel nacional. El transporte y la distribución (privatizados también), quedaron sujetos a mecanismos de regulación por incentivos y a controles tarifarios para evitar acciones monopólicas.

El nuevo modelo dispuso entonces, la exclusión del Estado como empresa partícipe en la actividad eléctrica, reservando en el ámbito estatal sólo las funciones de coordinación, vigilancia y control fijados por la Ley.

Las reglas de juego establecidas por la Ley N° 24065 impusieron una racionalidad comercial que generó fricciones entre la Nación y las Provincias (Córdoba, entre ellas).

Esta Ley en una primera instancia no tiene en cuenta a las Cooperativas, situación que cambia a partir de la publicación del Decreto Nacional 186/95.

- 1992: El 16 de Enero de 1992 entra en funciones el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), encargado de llevar a cabo todas las medidas necesarias para cumplir los objetivos enunciados en el artículo 2º de la Ley 24065.
- 1997: El 30 de Mayo de 1997 se sanciona la Ley Provincial N° 8599. Las actividades de generación, transporte, transformación, distribución y comercialización de energía eléctrica bajo jurisdicción provincial, la regulación de su uso, de su control y la protección de los Usuarios, quedan sujetos a las disposiciones de la presente Ley.

Entre los artículos de esta Ley se citan:

Artículo 9.- El ejercicio de actividades relacionadas con la generación, el transporte y la distribución de energía eléctrica, requiere concesión o autorización administrativa del Poder Ejecutivo según lo establezca la reglamentación.

Artículo 40.- Créase el Ente Provincial Regulador Energético, organismo dependiente del Poder Ejecutivo quien mantendrá sus relaciones con éste a través de la Secretaría de Vivienda, Obras y Servicios Públicos y estará a cargo de un administrador.

Artículo 51.- Derógase las disposiciones de las Leyes N° 6152, 7066, 7482, 7504, 7652 y 8111 en cuanto se opongan a las previsiones de la presente Ley.



- 1999: Las Cooperativas de la Provincia de Córdoba comienzan a firmar acuerdos para la determinación de los límites jurisdiccionales entre ellas.
- 2000: El 15 de Marzo del 2000 se produce una movilización de 750 vehículos de las Cooperativas de la Provincia de Córdoba reclamando la concesión del servicio de comercialización y distribución y la modificación de las leyes y contrato de concesión en estudio. Esta movilización logró la promulgación de tres leyes que reconocieron a las Cooperativas como actores necesarios en la prestación del servicio de distribución y comercialización de la energía eléctrica en el ámbito provincial.

El 26 de Marzo del 2000 se sancionan tres leyes provinciales correspondientes a un proyecto de reforma del Estado bautizado como “Estado Nuevo”.

El proyecto comprende una amplia gama de cuestiones. Incluye las reformas de primera generación pendientes en la provincia (año 1989), esto es, principalmente, de las privatizaciones de empresas públicas y mecanismos de reducción de personal y tercerización de funciones. También contiene una serie de reformas tendientes a incorporar criterios de gestión privada en el sector público, mecanismos de control y otras características.

Las Leyes anteriormente nombradas son: Ley N° 8835, Carta del Ciudadano; Ley N° 8836, Modernización del Estado; Ley N° 8837, Incorporación del Capital Privado al Sector Público.

- 2001: Comienza a funcionar en Marzo el Ente Regulador Provincial de los Servicios Públicos (ERSEP), creado por la Ley Provincial N° 8835.
- 2002 – 2003: El 6 de Enero de 2002 se sanciona la Ley N° 25561, Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario. Las medidas adoptadas en dicha Ley tuvieron un efecto grave sobre el sector eléctrico argentino. Las compañías experimentaron una caída de sus ingresos en términos reales y un deterioro de su desempeño operativo y situación patrimonial.

A fines del año 2002 y durante el 2003 el Estado Provincial otorga mediante Decreto, Resolución del ERSEP, Dictamen Departamento Jurídico del Ministerio de Obras Publicas y Fiscalía de Estado, la Concesión del servicio eléctrico a la Cooperativas Distribuidoras.

Dicho Contrato de Concesión sigue en un todo los lineamientos de la Ley N° 24065.

Se sanciona en Febrero del año 2003 la Ley Provincial N° 9087, Nuevo Estatuto Orgánico de la EPEC, decretando que la misma es una empresa de carácter autárquico, que desarrolla su actividad en la órbita del Ministerio de Agua Ambiente y Energía de la Provincia de Córdoba.

- 2004 – 2015: Se sanciona la Ley Provincial N° 9318, donde se sustituye el artículo 20 de la Ley N° 8835, indicando que las Audiencias Públicas son obligatorias para modificar el Cuadro Tarifario (Año 2006).



Se sanciona el 14 de Junio del 2006 la Ley Provincial N° 9302.

Artículo 1º.- DEROGASE el Capítulo 2 - Empresa Provincial de Energía - del Título III- Parte Especial - de la Ley N° 8837 - Incorporación de Capital Privado al Sector Público. Dicho artículo plantea la continuidad de la EPEC como empresa estatal.

A partir de la Concesión otorgada a las Cooperativas hasta la actualidad, se han emitido distintas Resoluciones por parte del ERSEP en relación al sector eléctrico. A continuación se citan algunas de las más importantes:

- Manual del Usuario (Resolución General N° 8, 27 de Julio de 2004).
- Anexo N° 8 del Contrato de Concesión: Reglamento de Suministros de Energía Eléctrica para los Servicios Prestados por la Concesionaria (Resolución General N° 11, 15 de Noviembre de 2005).
- Estructura Tarifaria Única (Resolución General N° 17, Año 2008)
- Reglamentación para Proyectos de Obras y Relevamiento (Resolución General N° 11, Año 2011).
- Anexo N° 6 del Contrato de Concesión: Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones (Resolución General N° 8, 23 de Julio de 2014).

En resumen, se puede observar mediante la línea de tiempo, los cambios en la titularidad de las concesiones para prestar el servicio eléctrico entre empresas privadas y el Estado. En un primer momento, estas pertenecían a empresas privadas, luego se produce una estatización de las actividades del sector eléctrico, y a partir de las Reformas del Estado, nuevamente se fomenta a la privatización del servicio.

En el caso de la Provincia de Córdoba, una vez creada la EPEC, a pesar de los intentos de privatización mediante las Leyes de Modernización del Estado, la misma sigue en poder del sector público.

Por otra parte, se debe destacar la importancia del Plan de Electrificación Rural, fomentado la creación de Cooperativas eléctricas en aquellos lugares donde la acción del Estado no podía llegar directamente. Así de las 54 Cooperativas existentes a fines de 1952, en 1983 se pasó a un total de 200, cantidad a la que se llegó en forma paulatina pero constante.

Actualmente, existen 204 Cooperativas con Contrato de Concesión en la Provincia de Córdoba.



CAPÍTULO 4. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo, se desarrollan diferentes conceptos teóricos referentes a los temas abordados en el Proyecto Integrador, con el fin de facilitar la comprensión del mismo y ser utilizados de guía para su elaboración.

4.1 Marco Regulatorio de la Actividad de Distribución Eléctrica (ADEERA & CIER, 2000)

La actividad de distribución eléctrica tiene características distintivas.

Una de ellas, tal como establece la Ley Nacional N° 24065 (Régimen de la Energía Eléctrica) en su artículo 1° y la Ley Provincial N° 8837 (Incorporación del Capital Privado al Sector Público) en su artículo 26°, es que la distribución de la energía eléctrica constituye un servicio público.

Otra de las características singulares, es que la misma se desarrolla en condiciones de monopolio natural debido a la imposibilidad, desde el punto de vista técnico y económico, de la existencia de más de un prestador en una misma área geográfica determinada.

Debido a estas características distintivas, la actividad de distribución de electricidad exige el establecimiento de una relación contractual entre la empresa distribuidora y el Estado, en donde se normen y regulen los derechos y obligaciones de quien tendrá a su cargo la prestación del servicio.

4.1.1 Modelos Regulatorios

En la Argentina, históricamente y a grandes rasgos, se han definido dos principales modelos de regulación de la distribución eléctrica:

- Regulación por Coste de Servicio o Regulación Directa
- Regulación por Incentivos o Regulación Indirecta

En los años 60, con la sanción de la Ley Nacional N° 15336, se determinó el modelo regulador por Coste de Servicio o Regulación Directa.

Específicamente, la Regulación Directa se basa en el reconocimiento de los costos en los que incurre la distribuidora para prestar el servicio más una tasa de retorno razonable. Este modelo alienta a las inversiones, al tratarse de una situación sin riesgo para la empresa, que ve todos sus costos reconocido.



A pesar de su gran fortaleza (el estímulo de inversiones, cuya rentabilidad se aseguraba con el mero hecho de su realización), el modelo mostró una arista de fragilidad. Se trataba de la falta de mecanismos que incentivaran el desarrollo de las actividades con eficiencia, tanto en la ejecución de los gastos como en la decisión de inversiones.

Esta situación motivo a la necesidad de implementar un Modelo de Regulación que tuviera en cuenta los efectos que produce cada inversión en los consumidores y que alentara a una gestión eficiente de la actividad.

La base del cambio, a principio de los años 90, fue el reconocimiento de que la actividad podía ser prestada por privados, manteniendo el Estado, en su papel de representante del interés general de la comunidad, la organización del servicio, su regulación y el consecuente control.

Para que ello fuera viable, es decir, para que los privados tomaran el riesgo de los resultados técnicos y económicos de la actividad, resultó preciso establecer un modelo de concesión y de regulación que tuviera la fortaleza de la Regulación Directa, pero que generará estímulos para una adecuada asignación de los recursos por parte de la empresa distribuidora.

Por lo mencionado anteriormente, se determinó un Modelo de Regulación por Incentivos o Regulación Indirecta, cuya base normativa aparece en definiciones contenidas en la Ley Nacional N° 24065, en las correspondientes Leyes Provinciales y en los Contratos de Concesión celebrados en el marco de las leyes sancionadas.

La Regulación por Incentivos, representa un modelo el cual se basa en forzar a las empresas distribuidoras de electricidad a la minimización de sus costos, ya sea mediante una limitación de los precios, de los ingresos, o por el reconocimiento de los costos de una empresa eficiente.

Los principales puntos positivos de este enfoque son los estímulos a la eficiencia que el esquema promueve, ya que no se le garantiza a la empresa la recuperación de los gastos incurridos, si no se invierte y opera de un modo eficiente y tendiente a la reducción de costos, por lo que la misma ha de operar al máximo rendimiento e intentando operar con costos inferiores a los reconocidos.

En conclusión, los errores en la planificación, inversión y operación, no son íntegramente transferidos a los consumidores en la tarifa, sino que recaen en la propia empresa.

A modo de síntesis, las diferencias entre los modelos de Regulación Directa y Regulación Indirecta, se enuncian a continuación:



- ✓ En cuanto a la rentabilidad de la actividad: mientras que la Regulación Directa asegura el recupero de costos y premia la realización de inversiones por parte de los distribuidores, sin evaluar su eficiencia, la Regulación Indirecta condiciona que los gastos sean producto de una gestión eficiente y que las inversiones mantengan o mejoren la calidad de las prestaciones.
- ✓ En cuanto a los riesgos de la actividad: mientras que en la Regulación Directa las consecuencias de las decisiones de gastos e inversiones son asumidas por los consumidores mediante las tarifas abonadas, en la Regulación Indirecta los riesgos son asumidos por las empresas de distribución.

4.1.2 Instrumentos Regulatorios

A partir de los Modelos de Regulación anteriormente descritos, el organismo pertinente llevará a cabo el proceso de regulación de la actividad de distribución de electricidad, contando para ello con una normativa la cual regirá sus decisiones.

En el caso de la Provincia de Córdoba, el ERSEP es el encargado de controlar y regular la actividad de 204 Cooperativas eléctricas, para lo cual, la misma debe ser normada sobre el establecimiento de un Contrato de Concesión.

Dicho contrato, brindado entre el Estado y las Cooperativas, tiene sus bases en la Ley Nacional N° 24065 y en las Leyes Provinciales de Modernización del Estado Ley N° 8835, Ley N° 8836 y Ley N° 8837.

A continuación se citan algunas de las disposiciones regulatorias aplicables al Contrato de Concesión de las leyes anteriormente nombradas, con el objetivo de poner en evidencia, entre otras cosas, la relevancia de los términos eficiencia y calidad en el suministro de energía eléctrica por parte de una Distribuidora (bases del Modelo de Regulación por Incentivos).

- **LEY 24065 – RÉGIMEN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**

Generación, Transporte y Distribución de electricidad.

Objeto

Artículo 1º.- Caracterizase como servicio público al transporte y distribución de electricidad. ...



Política General y Agentes.

Artículo 2º.- Fijense los siguientes objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad:

... c) Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad.

d) Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables.

e) Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas. ...

Artículo 4º.- Serán actores reconocidos del mercado eléctrico:

a) Generadores o productores;

b) Transportistas;

c) Distribuidores;

d) Grandes usuarios.

Artículo 9º.- Se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.

Provisión de Servicios

Artículo 21.- Los distribuidores deberán satisfacer toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida en los términos de su contrato de concesión.

Tarifas

Artículo 40.- Los servicios suministrados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios:

a) Proveerán a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el artículo 41 de esta ley;

b) Deberán tener en cuenta las diferencias razonables que existan en el costo entre los distintos tipos de servicios considerando la forma de prestación, ubicación geográfica y cualquier otra característica que el ente califique como relevante;



c) En el caso de tarifas de distribuidores, el precio de venta de la electricidad a los usuarios incluirá un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad en el MEM;

d) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo razonable para los usuarios compatible con la seguridad del abastecimiento.

Artículo 41.- Las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad, a aquellas empresas que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá:

a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa;

b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.

- **LEY 8835 – CARTA DEL CIUDADANO**

Políticas

Artículo 2º.- Para el logro de los objetivos indicados en el artículo precedente el Estado Provincial trazará las siguientes políticas:

... f) Modernización y cambio de la gestión del sector público mediante la incorporación de modelos que aseguren eficiencia, economía y calidad.

g) Participación privada en el gerenciamiento y las inversiones del sector público, cuando - con ella- se persiga eficacia en los resultados. ...

Derechos de los Usuarios

Artículo 15.- Todos los usuarios de los servicios públicos-sin perjuicio de los establecidos en la legislación general o específica de la Provincia- gozan de los siguientes derechos:

a) Exigir la prestación de los servicios de acuerdo a los niveles de calidad y eficiencia establecidos en el contrato o título habilitante de la prestación. ...

Ente Regulador de los Servicios Públicos

Creación

Artículo 21.- Créase el ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ERSEP) en el ámbito del Poder Ejecutivo Provincial, jurisdicción del Ministerio de Obras Públicas, que tendrá carácter de organismo autárquico, con



personalidad jurídica de derecho público del Estado Provincial y capacidad para actuar pública y privadamente, individualidad financiera y patrimonio propio. ...

Función Reguladora

Artículo 24.- La función reguladora del ERSEP comprende el dictado de la normativa regulatoria, el control y aplicación de sanciones, la solución de conflictos entre las partes del sistema, el estímulo de la calidad y eficiencia de los prestadores y la aplicación de los incentivos relativos a la actividad regulada, de conformidad con las políticas sectoriales.

- **LEY 8836 – MODERNIZACIÓN DEL ESTADO**

Políticas

Artículo 2º - Para el logro de los objetivos indicados en el artículo precedente el Estado Provincial trazará las siguientes políticas:

... f) Modernización y cambio de la gestión del sector público mediante la incorporación de modelos que aseguren eficiencia, economía y calidad.

g) Participación privada en el gerenciamiento y las inversiones del sector público, cuando - con ella- se persiga eficacia en los resultados. ...

Servicios Públicos

Prestadores

Artículo 46.- Los servicios públicos podrán ser prestados directamente por organismos provinciales, municipales o por prestadores privados que hayan sido habilitados -por la Autoridad de Aplicación- para operarlos mediante concesión, licencia, permiso o autorización. ...

... Los prestadores públicos y privados estarán sometidos al contralor del ERSEP.

Gestión

Artículo 47.- La evaluación de la gestión de los prestadores de servicios públicos se hará en función de criterios de eficiencia técnico-operativa, comercial, laboral, económica y financiera, sin perjuicio de otros criterios que pueda establecer la autoridad competente con la misma finalidad.

Obligaciones de los Prestadores

Artículo 49.- Los prestadores de servicios públicos tendrán las siguientes obligaciones básicas, a saber:



- a) Cumplir con las normas de seguridad y de preservación y protección de la salud, el medio ambiente y los recursos hídricos.
- b) Acreditar capacidad técnica y solvencia económico-financiera para la prestación de los servicios.
- c) Prestar los servicios con carácter obligatorio, en las condiciones establecidas en la presente Ley, en los reglamentos que dicte el Poder Ejecutivo y en el respectivo contrato o título habilitante de la prestación.
- d) Satisfacer toda demanda de servicio que le sea requerida, dentro de su área de prestación.
- e) Colaborar con las autoridades en caso de emergencia o calamidad pública, en los aspectos relacionados con los servicios a su cargo.
- f) Operar y administrar los servicios de acuerdo a los estándares de calidad y eficiencia establecidos.
- g) Cumplir los planes aprobados de expansión de la cobertura y de inversión y obras básicas.

Tarifas

Artículo 50.- El sistema tarifario de los servicios estará basado en los siguientes principios, a saber:

- a) Eficiencia económica, estableciéndose niveles tarifarios e incentivos para que los usuarios hagan un uso racional de los servicios y los prestadores una gestión eficiente de los recursos necesarios para la prestación.
- b) Suficiencia financiera, que posibilite la recuperación de los costos de la prestación de los servicios, con inclusión de la operación, rehabilitación, mantenimiento y expansión de la infraestructura básica requerida, como así también la utilidad razonable de los prestadores. ...

Composición de la Tarifa

Artículo 51.- La tarifa para la prestación de los servicios estará básicamente compuesta por los siguientes rubros, a saber:

- a) Un cargo fijo, que tendrá por objeto cubrir los costos fijos de la explotación y el mantenimiento del sistema de prestación, para asegurar la disponibilidad permanente de los servicios con independencia del consumo realizado.
- b) Un cargo variable, que represente el consumo realizado y que sirva para cubrir los costos variables de la explotación y la expansión y mantenimiento del sistema.



- c) Un cargo por conexión del usuario a la red domiciliaria.
 - d) Cargos especiales, distintos de los incluidos en los incisos anteriores, que se establezcan para cubrir los costos de servicios diferentes a los de prestación normal o que tengan por causa la prevención del daño ambiental.
- **LEY 8837- INCORPORACIÓN DEL CAPITAL PRIVADO AL SECTOR PÚBLICO**

Políticas

Artículo 2º - Para el logro de los objetivos indicados en el artículo precedente el Estado Provincial trazará las siguientes políticas:

- ... f) Modernización y cambio de la gestión del sector público mediante la incorporación de modelos que aseguren eficiencia, economía y calidad.
- g) Participación privada en el gerenciamiento y las inversiones del sector público, cuando - con ella- se persiga eficacia en los resultados. ...

Marco Regulatorio de la Energía Eléctrica

Jurisdicción

Artículo 25.- Ratificase la jurisdicción de la Provincia de Córdoba sobre los servicios de transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica en todo el territorio provincial, los que se regirán por las normas de la presente Ley y la reglamentación que dicte el Poder Ejecutivo, sin perjuicio de las atribuciones de la Nación en la materia.

Servicio Público

Artículo 26.- La distribución y el transporte de energía eléctrica, incluyendo su transformación, destinados a atender las necesidades de los usuarios, constituyen servicio público y estará sujeto a regulación, en los términos del marco regulatorio y de los títulos habilitantes que el Estado Provincial otorgue para su prestación, por ser el responsable de fijar las políticas del sector eléctrico y de ejercer el control de la prestación de los servicios públicos.

Actores

Artículo 28.- Serán actores de la actividad eléctrica en el ámbito provincial, los siguientes:

1. Los generadores, autogeneradores y cogeneradores.
2. Los transportistas.



3. Los distribuidores.
4. Los usuarios.
5. Los grandes usuarios.
6. Los comercializadores.

El alcance de los conceptos precedentes será establecido en la reglamentación de la presente Ley.

Las empresas que tengan por objeto la generación, transporte, distribución o comercialización de energía eléctrica deberán estar constituidas en el País como sociedades anónimas o cooperativas de usuarios del servicio eléctrico, en ambos casos con domicilio en la Provincia.

Tasa de Regulación

Artículo 29.- En el caso del sector eléctrico, los transportistas, distribuidores y comercializadores abonarán -por bimestre- una tasa de regulación al Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSEP) de hasta cinco décimas por ciento (0,5 %) de la facturación bruta por la prestación de los servicios correspondiente al período bimestral inmediato anterior. ...

Cooperativas

Artículo 32.- Las Cooperativas que, en la actualidad, prestan servicios eléctricos en la Provincia de Córdoba, deberán adecuar su funcionamiento al presente régimen, dentro del plazo y las condiciones que establezca la reglamentación, y observar las prescripciones de los Artículos 37, 39 y 40 de la Ley de Modernización del Estado.

A ese efecto, el Poder Ejecutivo otorgará la concesión por un plazo no menor a los diez (10) años o los títulos habilitantes que correspondan, respetando la actual modalidad y con la posibilidad de prestar todos los servicios que establezcan sus estatutos, siempre que observen valores desagregados.

A las Cooperativas que no se adecuen al presente régimen, el Poder Ejecutivo les cancelará la autorización para prestar el servicio eléctrico, y convocará a las Cooperativas vecinas que se hubieran adecuado para que asuman la prestación del servicio.

Tarifas

Artículo 35.- Los servicios de transporte y distribución serán regulados hasta que puedan organizarse en la forma de mercados competitivos con precios libres.



Hasta que ello ocurra, las tarifas serán fijadas por el Poder Ejecutivo en oportunidad de otorgar los títulos habilitantes, correspondiendo su actualización temporal al ERSEP. ...

... Ningún transportista ni distribuidor podrá aplicar diferencias en sus tarifas, cargos, servicios o cualquier otro concepto, salvo que resulten de distinta localización, tipo de servicio o cualquier otro distingo que razonablemente apruebe el ERSEP.

4.2 Sector Eléctrico

En la siguiente sección del proyecto, se hará un breve análisis Sector Eléctrico Nacional, deteniéndose y haciendo hincapié principalmente en la actividad de distribución de la electricidad y los costos que surgen de la prestación de la misma por parte de las empresas Distribuidoras de energía eléctrica.

4.2.1 Mercado Eléctrico. Actores y Principales Características

El Mercado de Energía Eléctrica de la Argentina estaba conformado por empresas estructuradas en un esquema de integración vertical. Es decir, que una misma empresa generaba, transportaba, distribuía y facturaba la energía eléctrica a sus clientes.

Actualmente, a partir de los cambios regulatorios y la transferencia a entidades privadas de los servicios públicos con carácter monopólico, existe una segmentación vertical y horizontal. Esto significa que los tres segmentos de la actividad eléctrica (generación, transmisión y distribución) son desarrollados de forma independiente por las distintas empresas.

Cabe destacar, que en la Provincia de Córdoba, la EPEC a diferencia del resto de las empresas del país, al no privatizarse, continúa desempeñando tareas de generación, transmisión y distribución de la electricidad.

La Ley Nacional N° 24065, Régimen de la Energía Eléctrica, en su artículo N° 4 define los actores reconocidos del Mercado Eléctrico:

- Generadores o productores;
- Transportistas;
- Distribuidores;
- Grandes Usuarios.

La Ley Provincial N° 8837, Incorporación del Capital Privado al Sector Público, en su artículo n° 28, además de los actores anteriormente nombrados, reconoce a:



- Cogeneradores y autogeneradores;
- Comercializadores;
- Usuarios.

A continuación se definen brevemente cada uno de ellos, a partir de lo enunciado en los artículos de la Ley Nacional del Régimen de la Energía Eléctrica (Nº 24065):

Generadores: Se considera generador a quien, siendo titular de una central eléctrica o concesionarios de servicios de explotación, coloque su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución sujeto a jurisdicción nacional.

El objetivo fundamental de todas las centrales generadoras de energía eléctrica consiste en producir o generar la potencia que demande el país. Estas centrales eléctricas pueden ser principalmente del tipo Hidroeléctricas, Térmicas o Nucleares y en menor cuantía Eólicas, Geotérmicas y Solares.

Transportistas: Se considera transportista a quien, siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica, es responsable de la transmisión y transformación de ésta, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario, según sea el caso.

Los sistemas de transmisión están conformados por líneas de alta y muy alta tensión⁶, que reciben la energía generada en las centrales y la transportan a los grandes centros de consumo y transformación, vinculando a esos centros y a las centrales mismas.

Distribuidores: Se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.

Los sistemas de distribución están constituidos por líneas de media y baja tensión que llegan hasta centros menores de transformación, los que por sucesivas etapas y arreglos, transportan la energía hasta cada uno de los clientes, a la tensión requerida por ellos.

Grandes Usuarios: Se considera gran usuario a quien contrata, en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el distribuidor. La reglamentación establecerá los módulos de potencia y de energía y demás parámetros técnicos que lo caracterizan.

⁶ De acuerdo a la Asociación Electrotécnica Argentina, son líneas de Muy Alta Tensión aquellas cuyo tensión nominal es: $V_n > 220 \text{ kV}$ y para líneas de Alta Tensión: $66 \text{ kV} \leq V_n \leq 220 \text{ kV}$.



Cogeneradores y autogeneradores: Son aquellos que generan electricidad como producto secundario siendo su principal propósito la producción de bienes y servicios.

Comercializadores: Son aquellos que compran y venden energía eléctrica, por cuenta propia o por mandato, producida o consumida por terceros. Además actúan como intermediarios, acercando a la oferta y la demanda y aconsejando estrategias de compra a distribuidores y grandes usuarios.

Usuarios: Se considera usuario a quien no tiene la facultad de contratar su suministro de energía eléctrica de forma independiente.

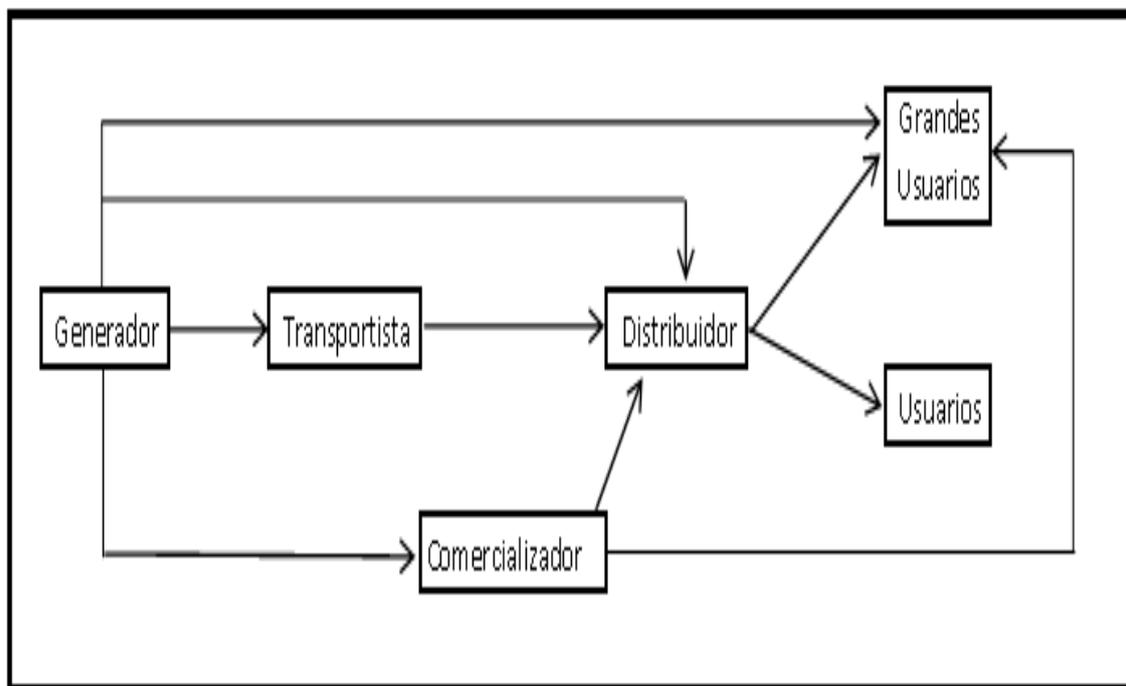


Figura 4.1 Actores reconocidos del Mercado Eléctrico

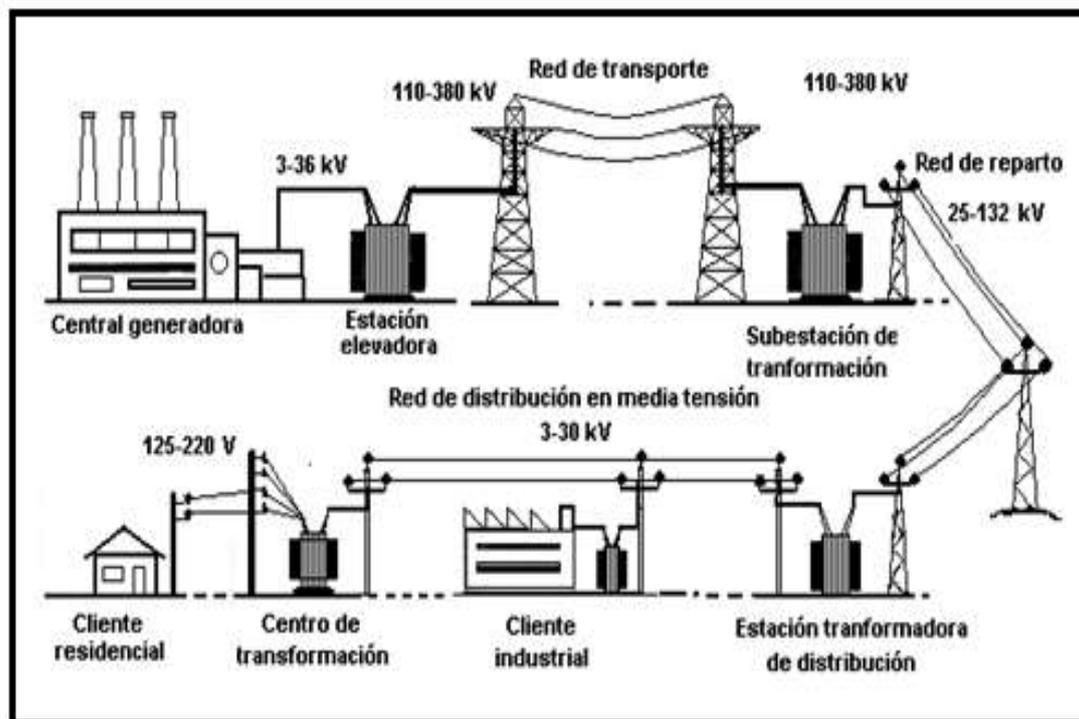


Figura 4.2 Sistema de Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica

4.2.2 Distribución de la Energía Eléctrica (ADEERA & CIER, 2000)

Tal como se mencionó anteriormente, una Distribuidora de Energía Eléctrica en la Argentina desarrolla una actividad cuyo objetivo es satisfacer las demandas de electricidad de los consumidores finales.

Para cumplir con dicho propósito, una Distribuidora desarrolla dos tareas principales, por un lado, la compra en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de la cantidad de potencia y energía que le demanden los usuarios dentro de su área de concesión, y por el otro, la vinculación física de los consumidores con las instalaciones de los transportistas o de los generadores, por medio de redes de distribución.

Para el caso de los grandes usuarios, los cuales están habilitados para seleccionar y negociar directamente con su generador o comercializador, la distribuidora se limita a prestar el servicio técnico de vinculación con sus redes.

En cuanto a las Cooperativas de Distribución Eléctrica de la Provincia de Córdoba, éstas compran la energía generada por la EPEC y la distribuyen por medio de sus redes en el área geográfica establecida en el Contrato de Concesión, de acuerdo a las especificaciones fijadas en el mismo.



El cumplimiento con éxito de la misión de una empresa de distribución, es decir, la satisfacción de las demandas de los distintos usuarios con oportunidad, eficiencia, calidad y cantidad suficientes, como así también la obtención por parte de los inversores de un premio o rentabilidad por la decisión de dedicar e inmovilizar capitales en la actividad, requiere de una correcta gestión y asignación de recursos humanos, físicos y monetarios.

Una actuación eficiente en cuanto a la gestión y asignación de recursos, posibilitará a la Distribuidora, optimizar los costos asociados a la actividad y administrar prudentemente los riesgos que surgen de la misma, consiguiendo con ello, gastar lo mínimo posible para suministrar un servicio acorde con las expectativas de los clientes e invertir de manera adecuada maximizando los beneficios esperados.

Los costos de la actividad de distribución eléctrica serán analizados detalladamente en el apartado siguiente.

En cuanto a los riesgos que se presentan durante el desarrollo de la actividad, afectando la obtención de los objetivos anteriormente descritos, pueden ser internos o externos. A continuación se describen brevemente cada uno de los mismos:

- Los riesgos internos, son aquellos que pueden ser controlados por el operador de la actividad, tales como los costos de explotación y mantenimiento de la red, los costos de comercialización de los servicios, las pérdidas técnicas y no técnicas, etc.
- Los riesgos externos, son aquellos que el operador de la actividad no puede controlar o sobre los cuáles solo tiene la oportunidad de efectuar ese control en forma casi marginal, tales como el caso de los precios del MEM, el nivel de demanda de los distintos usuarios, la fijación periódica de tarifas y la regulación de obligaciones a cargo de la autoridad respectiva, etc.

El riesgo externo de la regulación, en cuanto al establecimiento de los cuadros tarifarios y a su procedimiento de cálculo quinquenal⁷, surge del hecho de que en dichos procesos, los reguladores determinan y congelan, para el siguiente período tarifario, el nivel reconocido de gastos, inversiones, eventuales proyecciones de demanda, etc.

⁷ Ley N° 24065, Artículo 43: Finalizado el período inicial de cinco (5) años el Ente fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de cinco (5) años.



Es importante destacar que, dependiendo de las habilidades involucradas en la gestión, los riesgos pueden convertirse en oportunidades, y de su capitalización, podrá resultar un incremento del valor y beneficios de la actividad.

4.2.2.1 Los Costos de la Distribución de la Energía Eléctrica

El desarrollo de la actividad de distribución de la electricidad lleva implícito diferentes costos, los cuales determinarán el requerimiento de ingresos necesarios para que cualquier Distribuidora pueda prestar el servicio de manera sustentable.

En general, los Costos de Distribución se clasifican de la siguiente manera:

- ✓ Costos de Abastecimiento.
- ✓ Costos de Capital.
- ✓ Costos de Operación y Mantenimiento de Redes.
- ✓ Costos de Comercialización.
- ✓ Costos de Administración.

A los Costos de Abastecimiento suele otorgárseles el carácter de no gerenciables, dado que mayoritariamente su cuantía no depende de decisiones propias del distribuidor. El resto de ellos, se consideran como costos propios de la distribución, y por ende, se les atribuye en general el carácter de gerenciables por el distribuidor, dado que su magnitud en buena parte puede ser administrada por éste.

La suma de los Costos de Capital, de Operación y Mantenimiento de la red real operada por el distribuidor, de Comercialización y de Administración compone el Valor Agregado de Distribución (VAD).

A continuación se analizarán en detalle cada uno de los costos clasificados anteriormente, utilizando la bibliografía de ADEERA & CIER (2000), ENRE (2002) y el Estudio Integral de Condiciones Sustentables para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en la Provincia de Buenos Aires - Propuesta Metodológica.

- **Costos de Abastecimiento**

Los Costos de Abastecimiento corresponden a aquellos en que el Distribuidor debe incurrir para disponer, en los puntos de vinculación de la red de la distribuidora, de las cantidades de energía y potencia eléctrica necesaria para satisfacer instante a instante la demanda de la totalidad del mercado que abastece, incluyendo las pérdidas de energía y potencia desde el o los puntos de compra hasta los puntos de conexión de los usuarios.



El mercado de producción ofrece a cada Distribuidor, dos metodologías en cuanto a su forma de abastecimiento:

- Un mercado de contratos a término, pactado libremente entre los distribuidores y los generadores. Por medio de dichos contratos los distribuidores podrían incluir cláusulas de resarcimiento, en caso de incumplimiento por parte del generador, que les permitieran descargar obligaciones en su proveedor de energía.
- Un mercado de precios spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, estabilizado por tres meses, financiado en sus desvíos por un fondo específico (Fondo de Estabilización) constituido por los aportes de los agentes que intervienen en este mercado (principalmente generadores, distribuidores y comercializadores que abastecen a grandes usuarios).

Por su parte, las pérdidas de energía eléctrica se clasifican según su origen en:

- Pérdidas técnicas o físicas.
- Pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas se dan en los elementos y equipos de los circuitos eléctricos, por ejemplo en líneas de transmisión, transformadores, bancos de capacitores, etc. Su origen son los principios que rigen la transformación de la energía. En un sistema de distribución eléctrica se tiene innegablemente pérdidas técnicas debido a que no existe un sistema ideal sin pérdidas de ningún índole, sino al contrario, los subsistemas poseen estos márgenes de pérdidas

Las pérdidas técnicas en un sistema eléctrico se pueden clasificar en: pérdidas en vacío y pérdidas en carga.

Pérdidas en vacío: Este tipo de pérdidas depende principalmente de la variación de la tensión. Se presenta normalmente en los transformadores y las máquinas eléctricas.

Pérdidas en carga: Se las denomina también pérdidas asociadas con la variación de la demanda. Este tipo de pérdidas son aquellas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (Efecto Joule); cada componente del sistema tiene asociada una resistencia a sus características técnicas, que al combinarse con la corriente producen éstas pérdidas.

En el presente Proyecto las pérdidas técnicas a considerarse son las pérdidas en las líneas eléctricas y en los transformadores. Las pérdidas en las líneas, que son las sumas de las pérdidas (I^2R) o por resistencia, se pueden hallar con facilidad



cuando se conocen las corrientes en las cargas picos. Por su parte, los transformadores tienen una pérdida en vacío así como una con carga. La pérdida en vacío en un transformador es independiente de la carga, mientras que la pérdida con carga variará proporcionalmente con el cuadrado de la corriente.

Las pérdidas no técnicas son producto de falencias en el manejo de la información de los clientes ya sea en el proceso de lectura de medidor, facturación, o cualquier transacción que afecte los datos involucrados en la facturación (instalaciones, cambios de medidor, cortes, reconexiones, finalizaciones, etc.). Éstas también surgen como consecuencia de acciones fraudulentas por parte de consumidores deshonestos.

El origen de las pérdidas no técnicas se da en cada una de las etapas que normalmente se siguen para dar servicio al cliente. A continuación se describen las mismas:

Alimentar: esta etapa consiste en dar servicio al cliente. Las pérdidas no técnicas son originadas por las conexiones clandestinas (fraudes) y los clientes conectados sin medidor.

Identificar: se deben conocer los datos técnicos, administrativos y comerciales característicos de cada cliente, pero en ciertos casos los datos del mismo son erróneos y no se encuentran bien identificados originándose con ellos pérdidas no técnicas, como por ejemplo, errores en las tarifas impuestas a ciertos usuarios.

Medir: el consumo de cada cliente debe ser registrado sin error, pero en ciertas ocasiones se pueden tener medidores en fraude, defectuosos, estimaciones de consumo erróneo, etc. originándose de esta manera pérdidas no técnicas.

Facturar: con las mediciones que se registran del cliente se procede a la facturación de acuerdo al contrato establecido, pero por razones de datos erróneos, lentitud e irregularidad en la edición y cobro de la factura se originan estos tipos de pérdidas.

Cobrar: en esta etapa se debería recaudar, en el plazo más corto posible, la suma monetaria debida por los clientes. Aquí las pérdidas no técnicas tienen su origen en la falta de pago por parte de los mismos.

- **Costos de Capital**

El reconocimiento del Costo de Capital debe ser integrado con un premio o retribución al capital, que se ha inmovilizado para el desarrollo de la actividad de distribución de energía eléctrica, junto con un aporte que compense la depreciación o el desgaste, por uso, de los bienes librados al servicio.



El premio retribuye el hecho de que el titular del capital lo inmoviliza en la actividad y renuncia a invertirlo en otra alternativa.

El aporte que los usuarios realizan para compensar la depreciación de los bienes librados al servicio, integrando periódicamente una cuota parte del valor de reposición del bien mediante la tarifa abonada, los habilita, cuando finaliza la vida útil de ese bien, a reclamar por la continuidad del servicio y a exigir al prestatario la realización de las correspondientes inversiones de reposición.

El cálculo del Costo de Capital implica la determinación de un stock, o base de capital, y una tasa de rentabilidad, la cual debe ser atractiva para el inversor cuando éste la compare con otras alternativas de inversión (actividades de riesgos similares dentro del país).

- **Costos de Operación y Mantenimiento de Redes**

Los costos de Operación y Mantenimiento de Redes, también conocidos como Costos de Explotación Técnica de Redes, se determinan considerando las siguientes tareas:

- Tareas de Operación.
- Tareas de Mantenimiento Predictivo.
- Tareas de Mantenimiento Preventivo.
- Tareas de Mantenimiento Correctivo.
- También se pueden considerar las tareas de mejora o adecuación tecnológica de las redes (reemplazo de ciertos componentes de equipos e instalaciones, independiente de la ocurrencia de falla de los mismos, que mejoran las prestaciones del conjunto).

Los costos de operación surgen de las erogaciones forzosas para abrir y cerrar circuitos, reconfigurar la red y reponer el suministro luego de una avería, reposición de elementos de la red eléctrica, etc.

Los costos de mantenimiento predictivo y preventivo corresponden a acciones sobre la red sin que medie el suceso de una falla o contingencia. El mantenimiento predictivo busca anticipar soluciones a posibles fallas antes de que ocurran, mientras que el mantenimiento preventivo corresponde a tareas de mantenimiento programadas.

Los costos de mantenimiento correctivo, corresponden a aquellos que se originan por acciones desarrolladas en la red a posteriori que suceda una contingencia.



Dichos costos deben incluir tanto la mano de obra aplicada a cada tarea, como los materiales requeridos por la misma y el transporte de personal y materiales desde la base operativa hasta el lugar de realización de la tarea y el correspondiente regreso. También debe tenerse en cuenta la componente de gastos de infraestructura, indirectos o generales, que correspondan a la actividad.

El valor resultante de los Costos de Explotación Técnica de Redes dependerá de los siguientes factores:

- ✓ Características de las instalaciones o equipos;
- ✓ Condiciones de uso de los mismos;
- ✓ Calidad de la prestación contractualmente requerida;
- ✓ Gestión de la Explotación.

- **Costos de Comercialización y de Administración**

Para la determinación de los Costos de Comercialización y los Costos de Administración de una distribuidora, es importante considerar variables como por ejemplo el tamaño de la distribuidora, las características propias de cada usuario (dado que un gran cliente que representa por sí solo una parte de la facturación de la empresa, merece recibir una atención más esmerada), etc.

En general, los Costos de Comercialización incluyen los siguientes conceptos:

- La atención comercial de los trámites y reclamos de los clientes. Implica la definición previa de una política de atención de los mismos; por ejemplo, la estipulación de la cantidad de clientes a ser recibidos en una oficina comercial y la metodología de atención (personalizada, telefónica, por correo electrónico).
- La lectura de los medidores, también denominado tomar estado. Implica el relevamiento de la energía consumida y la máxima potencia demandada por cada usuario.
- La confección de la factura y envío de la misma al domicilio postal del cliente.
- La gestión de cobranza de la factura.
- Las tareas de gestión y control de la morosidad (incluye cortes de energía por falta de pago, retiro de medidores, reconexiones y rehabilitaciones de servicios).
- Control de pérdidas no técnicas (hurto de energía, errores en la medición, errores administrativos, entre otros).



- Gastos de infraestructura, indirectos o generales, que correspondan a la actividad.

Además, se incluyen los costos de servicios brindados por terceros en apoyo a la actividad de comercialización, tales como servicio de seguridad y vigilancia, servicio de limpieza, servicio de distribución de facturas, etc.

Para la determinación de los Costos de Administración, se deben tener en cuenta los relacionados con las funciones de conducción y gerenciamiento general, contables, recursos humanos, legales, control de gestión, planificación y auditorías.

También se contabilizan los gastos de infraestructura, indirectos o generales, y los servicios brindados por terceros que correspondan a la actividad.

Además se incluyen dentro de éstos, aquellos originados en tasas, impuestos y contribuciones generados en el desarrollo de la actividad de distribución de energía eléctrica, exceptuando los tributos directamente trasladables al usuario de orden Nacional, Provincial y Municipal, por ejemplo el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

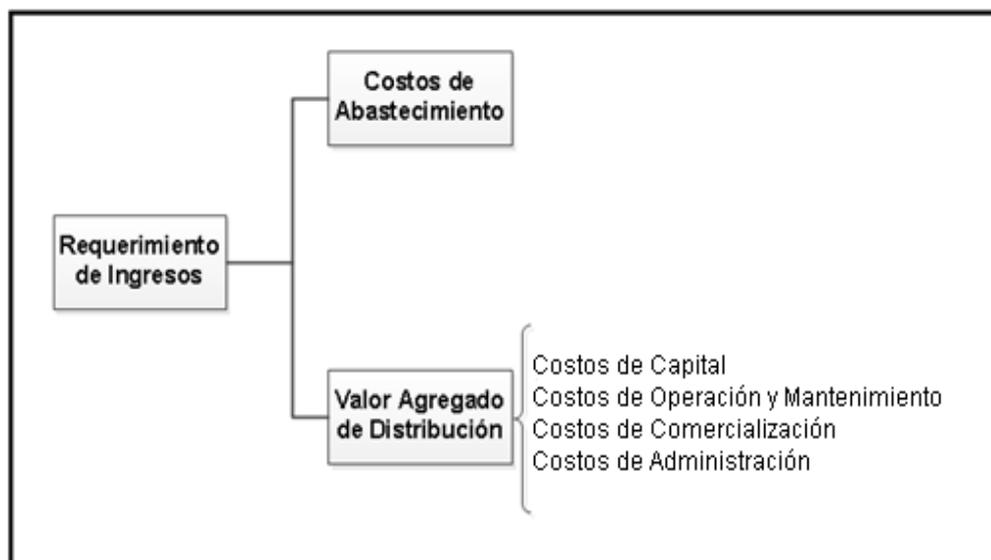


Figura 4.3 Requerimiento de Ingresos de una Distribuidora Eléctrica

4.3 Contabilidad de Costos

“La contabilidad de costos es un sistema de información empleado para predeterminar, registrar, acumular, controlar, analizar, direccionar, interpretar e informar todo lo relacionado con los costos de producción, venta, administración y financiamiento” (García Colín, 2008).



En esta sección del capítulo se desarrollaran distintos conceptos referentes a contabilidad de costos y costos en general. Para ello, se utilizan las bibliografías de los siguientes autores: Juan García Colín (García Colín, 2008), Juan Carlos Vázquez (Vázquez, 1992) y Fernando Antón – Oscar Giovannini (Antón-Giovannini, 2007).

4.3.1 Concepto de Costo

Costo: lo consideraremos como el valor monetario de los recursos que se entregan o prometen entregar a cambio de bienes o servicios que se adquieren. En el momento de la adquisición se incurre en el costo, lo cual puede originar beneficios presentes o futuros y, por lo tanto, tratarse como:

Costos del producto o costos inventariables (costos): Son los costos relacionados con la función de producción; es decir, de materia prima directa, de mano de obra directa y de cargos indirectos.

Costos del periodo a costos no inventariables (gastos): Son los costos que se identifican con intervalos de tiempo y no con los productos elaborados.

Costos capitalizables: Son aquellos que se capitalizan como activo fijo o cargos diferidos y después se deprecian o amortizan a medida que se usan o expiran: dan origen a cargos inventariables (costos) o del periodo (gastos).

4.3.2 Clasificación de Costos

Los costos pueden clasificarse de acuerdo con el enfoque que se les dé; por lo tanto, existe un gran número de clasificaciones. A continuación se detallan las principales, a saber:

1. La función en que se incurre:

a) Costos de producción:

Son los que se generan en el proceso de transformar las materias primas en productos elaborados. Son tres elementos los que integran el costo de producción: materia prima directa, mano de obra directa y cargos indirectos.

b) Costos de venta:

Son los que se incurren en el área que se encarga de comercializar los productos terminados. Por ejemplo: sueldos y prestaciones de los empleados del departamento de ventas, comisiones a vendedores, publicidad, etcétera.



- c) Costos de administración:
Son los que se originan en el área administrativa; o sea, los relacionados con la dirección y manejo de las operaciones generales de la empresa. Por ejemplo: sueldos y prestaciones del director general, del personal de tesorería, de contabilidad, etcétera.
- d) Costos financieros:
Son los que se originan por la obtención de recursos ajenos que la empresa necesita para su desenvolvimiento.
2. Su identificación:
- a) Costos directos:
Son aquellos costos que se pueden identificar o cuantificar plenamente con los productos terminados o áreas específicas.
- b) Costos indirectos:
Son aquellos costos que no se pueden identificar o cuantificar plenamente con los productos terminados o áreas específicas.
3. El periodo en que se llevan al estado de resultados:
- a) Costos del producto o costos inventariables (costos):
Son aquellos costos que están relacionados con la función de producción. Estos costos se incorporan a los inventarios de: materias primas, producción en proceso y artículos terminados y se reflejan como activo circulante dentro del balance general. Los costos del producto se llevan al estado de resultados, cuando y a medida que los productos elaborados se venden, afectando el renglón costo de los artículos vendidos.
- b) Costos del periodo o costos no inventariables (gastos):
Son aquellos costos que se identifican con intervalos de tiempo y no con los productos elaborados. Se relacionan con las funciones de venta y administración: se llevan al estado de resultados en el periodo en el cual se incurren.
4. Comportamiento respecto al volumen de producción o venta de artículos terminados:
- a) Costos fijos:
Son aquellos costos que permanecen constantes en su magnitud dentro de un periodo determinado, independientemente de los cambios registrados en el volumen de operaciones realizadas.
- b) Costos variables:
Son aquellos costos cuya magnitud cambia en razón directa al volumen de las operaciones realizadas.



c) Costos semifijos, semivariables o mixtos:

Son aquellos costos que tienen elementos tanto fijos como variables.

5. El momento en que se determinan los costos:

a) Costos históricos:

Son aquellos costos que se determinan con posterioridad a la conclusión del período de costos.

b) Costos predeterminados:

Son aquellos costos que se determinan con anterioridad al periodo de costos o durante el transcurso del mismo.

4.3.2.1 Costos de Producción

Son los costos que se generan en el proceso de transformar las materias primas en productos terminados. Son tres los elementos esenciales que integran el costo de producción:

Materia Prima: Son los materiales que serán sometidos a operaciones de transformación o manufactura para su cambio físico y/o químico, antes de que puedan venderse como productos terminados, se divide en:

a) Materia prima directa:

Son todos los materiales sujetos a transformación, que se pueden identificar o cuantificar plenamente con los productos terminados, como por ejemplo, la madera en la industria mueblera.

b) Materia prima indirecta:

Son todos los materiales sujetos a transformación, que no se pueden identificar o cuantificar plenamente con los productos terminados, por ejemplo, el barniz en la industria mueblera.

Mano de Obra: Es el esfuerzo humano que interviene en el proceso de transformar las materias primas en productos terminados, se divide en:

a) Mano de obra directa:

Son los salarios, prestaciones y obligaciones a que den lugar, de todos los trabajadores de la fábrica, cuya actividad se puede identificar o cuantificar plenamente con los productos terminados.

b) Mano de obra indirecta:

Son los salarios, prestaciones y obligaciones a que den lugar, de todos los trabajadores y empleados de la fábrica, cuya actividad no se puede identificar o cuantificar plenamente con los productos terminados.



Cargos indirectos: También llamados gastos de fabricación, gastos indirectos de fábrica, gastos indirectos de producción o costos indirectos, son el conjunto de costos fabriles que intervienen en la transformación de los productos y que no se identifican o cuantifican plenamente con la elaboración de partidas específicas de productos, procesos productivos o centros de costo determinados.

4.3.3 Centros de Costos

Los centros de costos son unidades contables, es decir cuentas, sobre las cuales se acumulan gastos. Se crean con el propósito de facilitar la contabilización de los costos indirectos y de aplicarlos equitativamente sobre los sectores o áreas productoras.

Existen centros vinculado a procesos de producción y otros que no, llamados centros de no producción o servicio. Los de producción realizan alguna etapa del proceso de transformación; a través de ellos se transforma tangiblemente el producto. Los centros de servicio actúan apoyando la actividad productiva pero en ellos no se realiza nada de producción.

Cuanto mayor es el número de centros de costos mayores son los gastos indirectos y mayor es el manejo de información lo que aumenta la complejidad en la contabilización de los costos. En todo centro de costos deberá haber una cierta homogeneidad en cuanto a la naturaleza de las actividades, magnitud de las máquinas o equipos que abarca, utilización de insumos, etc.

4.3.4 Contabilización de los Costos Directos e Indirectos

Dada la naturaleza de los costos directos, resulta simple la fase contable de aplicarlos sobre la unidad de producto, ya que no existe duda sobre la imputación del gasto a la unidad. Basta con determinar la cuantía de mano de obra directa y materia prima consumidas en cada unidad de producto y luego multiplicarlas por sus respectivos valores unitarios.

La determinación de los costos indirectos requiere que se desarrolle un proceso contable siguiendo algunas etapas hasta finalmente aplicarlos a la unidad de producto. A grandes rasgos el proceso consiste en:

1. Acumulación en los centros de costos. Los gastos indirectos incurridos durante el periodo se acumulan sobre los centros de costos que los han originado.



2. Redistribución hacia los centros de costos de producción de las acumulaciones hechas en los centros de costos de servicio.

3. Prorrateo entre las unidades de producto de los costos indirectos acumulados en los centros de costos de producción.



CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA ACTUAL PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

En este capítulo se explica la metodología actual que utiliza la Cooperativa para la determinación de los costos asociados al servicio de distribución de energía eléctrica.

Se hará mención del sistema empleado para contabilizar los costos, la forma de determinar e imputar los mismos de acuerdo a su origen y las problemáticas detectadas en relación al método utilizado actualmente.

5.1 Sistema empleado para la Determinación e Imputación de los Costos asociados al Servicio de Distribución de Energía Eléctrica

Actualmente la Cooperativa, no dispone de un Sistema de Contabilidad que permita determinar, imputar y monitorear con claridad los costos incurridos en las diferentes actividades efectuadas para brindar el servicio de distribución eléctrica. Para establecer los mismos, la asesora externa dedicada al área contable, se basa en los registros de compra de energía [kWh] brindados por el Área Técnica, los recibos de sueldos del personal afectado al servicio, los comprobantes de gastos efectuados por las distintas áreas de la Cooperativa en relación a la actividad eléctrica, etc.

Una vez registrados todos los elementos que compongan costos inherentes al suministro de energía eléctrica, los mismos se contabilizan e imputan de acuerdo a las siguientes categorías:

- Compra Energía Eléctrica
- Gastos Operativos
- Gastos Administrativos
- Gastos Financieros
- Amortizaciones

La categoría Compra Energía Eléctrica, hace referencia a los costos de abastecimiento incurridos por la Cooperativa para disponer de la electricidad requerida por los distintos usuarios. Para determinar los mismos, es necesario conocer los valores de Demanda de Potencia [kW] en Horarios de Punta y Fuera de Punta, como también la Energía Eléctrica consumida en Horarios de Punta, Valle y



Resto⁸. A su vez, la energía demandada en cada uno de las tres bandas horarias, se divide en nueve segmentos de acuerdo al tipo y nivel de consumo [kWh].

El Área de Servicio Eléctrico registra mensualmente las mediciones efectuadas por cada uno de los medidores de las Estaciones Transformadoras de Nono y San Huberto, obteniendo los valores de Demanda de Potencia y Energía Consumida en cada una de las bandas horarias. Luego, mediante diferentes cálculos y teniendo en cuenta variables específicas, determina de manera proporcional qué cantidad del total de la energía consumida corresponde a cada uno de los nueve segmentos de consumo, como por ejemplo, Energía en Punta Segmento 1 (cada uno de ellos tiene distintas tarifas).

Una vez obtenidos dichos valores de Potencia y Energía, se multiplican los mismos por las tarifas impuestas por la empresa proveedora de energía eléctrica EPEC. Además se le adicionan cargos transitorios por Obras e Infraestructura.

Finalmente, a ese valor resultante, se le restan o incrementan costos por ajustes del Coseno Fi^9 , obteniendo como resultado final, el monto mensual total de costos de abastecimiento que componen la Categoría Compra Energía Eléctrica.

En Gastos Operativos se incluyen todos los costos efectuados en las distintas operaciones relacionadas específicamente con la prestación del servicio eléctrico. A continuación se muestra una tabla con los distintos ítems que la componen:

	Gastos Operativos
Sueldos y adicionales	
Cargas Sociales	
Conexiones y su mantenimiento	
Gastos mantenimiento de redes	
Mantenimiento Subestaciones	
Mantenimiento Alumbrado Público	
Reparación y Mantenimiento de Bienes de Uso	
Gastos Oficina Técnica	
Otra gastos de redes	
Movilidad, cubiertas y reparaciones generales	
Capacitación personal	
Ropa de trabajo y elementos de seguridad	
Fletes	
TOTAL	

Tabla 5.1 Elementos de la Categoría Gastos Operativos

⁸ Las bandas horarias de consumo de energía se dividen en Horario de Punta (18:00 a 23:00 hs.), Horario de Valle (23:00 a 05:00 hs.) y Horario de Horas Restantes o Resto (05:00 a 18:00 hs.). Las últimas dos clasificaciones conforman lo que se denomina Horario Fuera de Punta.

⁹ El factor de potencia o coseno fi es un indicador de la correcta utilización de la energía recibida. Este factor puede tomar un valor entre 0 y 1, siendo el valor mínimo fijado por EPEC de 0,95. Para valores comprendidos entre 0,95 y 1, las empresas distribuidoras reciben bonificaciones, mientras que para valores inferiores a 0,95, reciben penalizaciones.



Tal como se mencionó anteriormente, se puede observar que los costos que conforman esta categoría son resultado casi exclusivamente del Área de Servicio Eléctrico de la Cooperativa.

Para determinar los mismos, que surgen mayoritariamente de la operación y mantenimiento de las redes y equipos eléctricos, la Oficina Técnica lleva registros generales, por medio de los comprobantes directos o mediante sistemas informáticos tales como Planillas de Excel, de los materiales necesarios para las conexiones según el tipo de establecimiento, el mantenimiento de los diversos componentes eléctricos, el combustible y mantenimiento de los vehículos afectados, como también de las herramientas, elementos de seguridad y ropa de trabajo utilizada.

En lo que respecta a la Mano de Obra, representado por el ítem Sueldos y adicionales, se asigna directamente el sueldo de todos los operarios del Área Técnica y también los correspondientes a los 3 empleados del Área Administrativa.

Los Gastos Administrativos hacen referencia a todos los costos incurridos por la entidad, que sirven de soporte a la hora de lograr un correcto funcionamiento de la misma, y así, efectuar óptimamente el suministro de electricidad. Para determinarlos, la Cooperativa realiza la sumatoria de los siguientes elementos:

	Gastos Administrativos
Gastos Consejo de Administración	
FECESCOR Ltda.	
Honorarios	
Impuestos	
Seguros Pagados	
Teléfono, Correspondencia y Agua	
Gastos Computación- Internet	
Gas	
Imprenta y papelería	
Comisiones Bancarias	
Comisiones SEPSA S.A. Pago Fácil	
Gastos Generales	
Aportes y publicaciones	
TOTAL	

Tabla 5.2 Elementos de la Categoría Gastos Administrativos

Se puede observar que dichos costos son consecuencia de las actividades de administración y planificación por parte del Consejo Administrativo y de las Asesorías Externas, de la participación de la Cooperativa en la Federación de Cooperativas Eléctricas y de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Córdoba (FECESCOR), de los Impuestos Nacionales, Provinciales y Municipales, como



también los servicios exteriores descritos en la Tabla 5.2 y las comisiones abonadas a las entidades de cobro externas.

En la categoría de Gastos Financieros se imputan aquellos originados como consecuencia de la obtención de fondos ajenos por parte de la Cooperativa.

	Gastos Financieros
Intereses pagados	
TOTAL	

Tabla 5.3 Elementos de la Categoría Gastos Financieros

En cuanto a las Amortizaciones, es decir, la pérdida de valor o depreciación de carácter irreversible que experimentan los bienes como consecuencia del uso, transcurso del tiempo y obsolescencia tecnológica, la Cooperativa lleva registro de todos Bienes de Uso librados al servicio de distribución de la energía eléctrica para luego poder determinar las mismas.

A continuación se exponen las tablas utilizadas por la entidad para el cálculo de las Amortizaciones:

RUBRO	CUADRO DE BIENES DE USO				AMORTIZACIÓN				VALOR NETO
	Valor Inicial	Incremento Ejercicio	Bajas Ejercicio	Valor Final del Ejercicio	Amortización Acumulada Inicial	Bajas	Amortización del Ejercicio	Amortización Acumulada Final	
Terrenos									
Edificios y mejoras									
Red de Distribución									
Muebles y útiles									
Máquinas y Herramientas									
Rodados Sección Energía									
Instalaciones									
TOTALES									

Tabla 5.4 Amortización de Bienes de Uso afectados al Servicio Eléctrico

Por su parte, el registro y la posterior contabilización llevada a cabo por la asesora contable externa, se realiza en forma mensual o anual según el tipo de elemento de costo en cuestión. Una vez finalizado el año de trabajo y reunida toda la información necesaria sobre los costos asociados al servicio de distribución de energía eléctrica, se procede a elaborar el Balance Anual para conocer la situación económica y financiera que atraviesa la Cooperativa.



Una vez aprobado el Balance Anual, de acuerdo al marco regulatorio, la Cooperativa tiene la obligación de completar, con los datos utilizados para la elaboración del mismo, unas planillas digitalizadas denominadas DATA COOP.

El DATA COOP es una herramienta que utiliza el ERSEP para controlar el funcionamiento y desempeño de las Distribuidoras de la Provincia de Córdoba, y a su vez, constituye un mecanismo por el cual las Cooperativas manifiestan la cantidad de dinero que necesitan para brindar el servicio de energía eléctrica dentro de su área de concesión. A continuación se enuncian los distintos campos a completar en dichas planillas:

- Datos institucionales: hace referencia a una presentación de la empresa, de las características generales de la misma y de las autoridades que la representan, como también de los asesores en las áreas técnica, legal y contable.
- Resumen de datos: es una planilla de llenado automático, a partir de la información ingresada, que resume los principales datos de todo el conjunto de planillas que conforman el DATA COOP.
- Venta de Energía: constituye un registro de las mediciones de energía vendida [kWh].
- Facturado por Energía: traduce los valores de las mediciones de energía vendida [kWh] a términos monetarios [\$].
- Compra de Energía: constituye un registro de las mediciones de potencia [kW] y energía [kWh] comprada a la EPEC. En la misma planilla, se traducen dichos valores a términos monetarios.
- Otros Ingresos: en este ítem se exponen los ingresos extras obtenidos por la Cooperativa por conceptos varios en relación con la distribución de la energía eléctrica.
- Amortizaciones: hace referencia al cálculo de las amortizaciones de todos los bienes librados al servicio eléctrico.
- Personal, Asesores y Sueldos: es una planilla donde se registra la cantidad de integrantes y el sueldo del personal directamente afectado al servicio, el personal indirectamente afectado y los asesores externos.
- Impuestos: se contabilizan todos los egresos anuales por el pago de impuestos municipales, provinciales y nacionales.
- Costos de Operación y Mantenimiento: registra todos los egresos en relación al material utilizado para la operación y mantenimiento de las redes, en cuanto al servicio comercial y con respecto a gastos varios y administrativos.
- Bienes del Sistema de Distribución: hace referencia al valor y la cantidad de todos los bienes, que conforman específicamente las redes eléctricas, afectados al servicio que dispone la Cooperativa.



- **Bienes Muebles e Inmuebles**: hace referencia al valor y la cantidad de todos los bienes muebles e inmuebles afectados al servicio eléctrico, tales como vehículos, terrenos, edificios, muebles y útiles, que dispone la Cooperativa.
- **Inversiones**: se registran todas las inversiones efectuadas en cuanto a Bienes del Sistema de Distribución y Bienes Muebles e Inmuebles.
- **Cuota de Capital**: en esta planilla se indica el monto y el método de cálculo de las Cuotas de Capital aplicadas sobre las tarifas de electricidad.
- **Cuadro Tarifario**: muestra el valor monetario de las tarifas eléctricas, de acuerdo al Cuadro Tarifario Homologado vigente, para cada usuario según la categoría y el nivel de consumo de la energía del mismo.
- **Clasificación del Mercado**: muestra las distintas clasificaciones de la Cooperativa según el mercado que atiende.

Cabe mencionar que dentro de cada uno de los campos anteriormente nombrados, se debe diferenciar el grado de afectación urbano o rural del servicio brindado por la Cooperativa.

5.2 Problemática detectada respecto del Sistema de Determinación e Imputación de Costos empleado

Luego de conocer y analizar la metodología que utiliza actualmente la Cooperativa de Obras y Servicios Públicos de Nono Ltda.- para determinar los costos asociados a la distribución de la electricidad, se detectaron ciertas problemáticas en relación a la misma que deberían tratarse. A continuación se describen las mismas.

Debido a la carencia de un procedimiento de cálculo específico para la determinación e imputación de los diferentes costos inherentes al suministro de energía eléctrica, se observa la inexistencia de herramientas que permitan tratar cada costo incurrido de manera individualizada, conociendo el origen que generó al mismo y pudiendo asignarlo a un Centro de Costos determinado.

Esta falta de herramientas conduce a la situación de hacer generalizaciones en las diferentes categorías de costos, muchas veces sin hacer una correcta diferenciación de los mismos. Por ejemplo, en la categoría Gastos Operativos se asigna en los ítems Sueldos y Adicionales y Cargas Sociales, el salario correspondiente a todos los empleados, tanto de redes como administrativos, sin tener en cuenta qué porcentaje del total de sus tareas corresponde a actividades de Operación y Mantenimiento, de Servicio Comercial o Administrativas.

Otra de las consecuencias de la generalización, es la falta de una mayor desagregación de los costos en diferentes ítems dentro de cada categoría. Por lo tanto, al momento de evaluar los mismos para determinar donde se debe hacer



hincapié para optimizarlos, no se dispone de información para lograr tal cometido. Un ejemplo de esto, es el desconocimiento tanto del monto total de los costos generados por ciertas actividades específicas, como de la mano de obra, materiales, combustible, herramientas, etc. utilizadas en las mismas.

También se observa que la Cooperativa al no disponer de herramientas precisas en la determinación de sus costos, imputa el cien por ciento de los mismos al servicio de distribución urbano, y por ende, ningún porcentaje al servicio de distribución rural. Esta observación se realiza debida a que la empresa atiende mayormente usuarios rurales, y el costo de las conexiones y mantenimiento de las líneas en dichas áreas generan valores mucho mayores que en las áreas urbanas, por lo que esa imputación genera desventajas desde el punto de vista económico.

En cuanto al llenado de las planillas del DATA COOP, exigido por el ERSEP una vez que se finaliza el Balance, debido a los motivos anteriormente descritos, la Cooperativa carece de información para completar cada uno de los campos exigidos, lo que normalmente genera que varios de los ítems a completar queden vacíos o que se coloquen los costos generados en aquellos que sean generales (como por ejemplo el ítem Varios).

Todo lo analizado y descrito en los párrafos anteriores, lleva a pensar que el principal problema que tiene la Cooperativa en cuanto a la metodología utilizada actualmente para tratar los costos asociados al servicio eléctrico, es que la misma solo tiene por objeto contabilizar los costos, y no apunta a gestionar los costos, de manera de optimizar los mismos.

Es importante destacar, que al momento de firmarse el Contrato de Concesión celebrado entre el Estado y las Cooperativas Eléctricas de la Provincia de Córdoba en el año 2002, el mismo incluía una serie de Anexos, entre ellos, el Anexo Nº 3: Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario. Desde ese año hasta la actualidad, dicho Anexo no ha sido redactado por los organismos pertinentes, por lo que uno de los motivos de la falta de procedimientos a la hora de determinar los costos del sector de la distribución eléctrica es, en parte, la inexistencia del mismo.



CAPÍTULO 6. ESTUDIO DE LOS COSTOS DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el presente capítulo, se estudian los costos asociados a la actividad de la distribución eléctrica de la Cooperativa analizada.

En la primera parte del mismo, se exponen los montos totales de los costos incurridos por la Cooperativa, para cada una de las categorías analizadas en el capítulo anterior. Luego, con los datos finales de éstos y los ingresos obtenidos por la prestación del servicio, se analiza brevemente la situación económica de la empresa en el año de estudio.

En la segunda parte del capítulo, para disponer de mayores herramientas a la hora de tomar decisiones y gestionar los costos incurridos en el sector eléctrico, se hace un nuevo estudio de éstos, desagregándolos por Centros de Costos, tal como lo establece el Contrato de Concesión¹⁰.

Por último, se analizan los resultados obtenidos a partir de la desagregación por Centros de Costos de las distintas erogaciones de la empresa en relación a la prestación del servicio.

6.1 Costos incurridos por la Cooperativa en el Sector Eléctrico

La Cooperativa de Obras y Servicio Públicos de Nono Ltda., tal como se describió en el capítulo anterior, clasifica los costos asociados al sector eléctrico en las categorías Compra Energía Eléctrica, Gastos Operativos, Gastos Administrativos, Gastos Financieros y Amortizaciones.

A continuación se muestran los montos totales de cada una de las categorías, como también el total de cada uno de los ítems que las componen. Cabe destacar, que para esto, se toman de referencia los valores registrados en el último Ejercicio Contable cerrado y aprobado, comprendido entre el 01/10/2013 y el 30/09/2014.

- **Compra Energía Eléctrica**

Para determinar los costos de ésta categoría, es necesario determinar la Demanda de Potencia y Energía Eléctrica consumida por los usuarios de la Cooperativa. A continuación se muestran las mediciones obtenidas de dichos valores, por cada uno de los medidores de las Estaciones Transformadoras de la empresa.

¹⁰ Obligación N° XXV del Contrato de Concesión: Asegurar la organización de la administración de las Cooperativas por centro de costos, de modo que sea posible individualizar los costos del servicio eléctrico.



ESTACIÓN TRANSFORMADORA NONO DE LA EPEC					
Período	POTENCIA [kW]		ENERGÍA [kWh]		
	Punta	Fuera de Punta	Punta	Valle	Resto
oct-13	602	814	85176	76272	164880
nov-13	725	965	84504	77064	165048
dic-13	1166	1409	114960	110616	235992
ene-14	1788	2062	204216	198816	407424
feb-14	1409	1824	153216	147840	296688
mar-14	802	1183	104664	96600	198912
abr-14	696	1118	95112	84312	172968
may-14	595	929	94704	81192	171696
jun-14	602	818	96720	80016	177912
jul-14	792	965	109368	94464	202944
ago-14	612	910	90984	82608	174576
sep-14	458	638	75936	67800	141216

Tabla 6.1 Mediciones Estación Transformadora Nono de la EPEC

ESTACIÓN TRANSFORMADORA SAN HUBERTO DE LA EPEC					
Período	POTENCIA [kW]		ENERGÍA [kWh]		
	Punta	Fuera de Punta	Punta	Valle	Resto
oct-13	260	354	39204	32640	72168
nov-13	293	410	38712	33396	72948
dic-13	430	593	47892	46080	95472
ene-14	541	665	71460	71052	140580
feb-14	461	622	55656	52680	107496
mar-14	324	502	45108	40272	83580
abr-14	342	487	42924	35700	76704
may-14	298	448	50880	41064	88476
jun-14	386	509	58812	48372	102168
jul-14	438	587	65976	57852	116856
ago-14	364	544	55644	48948	100184
sep-14	293	406	47796	40668	86424

Tabla 6.2 Mediciones Estación Transformadora San Huberto de la EPEC

ESTACIONES TRANSFORMADORAS DE LA EPEC					
TOTAL	POTENCIA [kW]		ENERGÍA [kWh]		
	Punta	Fuera de Punta	Punta	Valle	Resto
	14677	19762	1929624	1746324	3653292

Tabla 6.3 Mediciones Totales Estaciones Transformadoras de la EPEC

Multiplicando los valores de Demanda de Potencia y Energía Eléctrica consumida por las tarifas impuestas por la empresa proveedora EPEC, y adicionando los cargos fijos transitorios por Obras e Infraestructura y los ajustes del Coseno Fi, se obtienen los montos mensuales y anuales correspondientes a la categoría Compra Energía Eléctrica. Los totales se muestran en la siguiente tabla:

ESTUDIO DE LOS COSTOS INCURRIDOS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE UNA COOPERATIVA



	ESTACIÓN TRANSFORMADORA NONO DE LA EPEC	ESTACIÓN TRANSFORMADORA SAN HUBERTO DE LA EPEC
Período	Costo Compra Energía [\$]	Costo Compra Energía [\$]
oct-13	\$ 53.095,92	\$ 21.076,35
nov-13	\$ 60.493,80	\$ 23.669,04
dic-13	\$ 98.700,56	\$ 38.135,76
ene-14	\$ 169.422,07	\$ 51.506,06
feb-14	\$ 157.275,55	\$ 50.683,37
mar-14	\$ 95.368,47	\$ 38.020,58
abr-14	\$ 86.703,91	\$ 36.007,37
may-14	\$ 76.056,98	\$ 34.175,92
jun-14	\$ 73.374,79	\$ 41.175,20
jul-14	\$ 85.062,61	\$ 47.861,66
ago-14	\$ 78.755,37	\$ 42.965,45
sep-14	\$ 56.138,61	\$ 32.385,51
TOTAL	\$ 1.090.448,64	\$ 457.662,27
COSTO TOTAL COMPRA	\$ 1.548.110,91	

Tabla 6.4 Monto Total Compra Energía Eléctrica

- Gastos Operativos

	Gastos Operativos
Sueldos y adicionales	\$ 1.911.900,62
Cargas Sociales	\$ 564.291,27
Conexiones y su mantenimiento	\$ 101.237,74
Gastos mantenimiento de redes	\$ 147.500,79
Mantenimiento Subestaciones	\$ 457.918,54
Mantenimiento Alumbrado Público	\$ 75.325,71
Reparación y Mantenimiento de Bienes de Uso	\$ 63.120,94
Gastos Oficina Técnica	\$ 6.347,92
Otra gastos de redes	\$ 3.606,97
Movilidad, cubiertas y reparaciones generales	\$ 228.063,02
Capacitación personal	\$ 2.023,14
Ropa de trabajo y elementos de seguridad	\$ 34.742,63
Fletes	\$ 2.475,25
TOTAL	\$ 3.598.554,54

Tabla 6.5 Monto Total de Gastos Operativos

- Gastos Financieros

	Gastos Financieros
Intereses pagados	\$ 678,81
TOTAL	\$ 678,81

Tabla 6.6 Monto Total de Gastos Financieros

ESTUDIO DE LOS COSTOS INCURRIDOS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE UNA COOPERATIVA



- Gastos Administrativos

	Gastos Administrativos
Gastos Consejo de Administración	\$ 27.819,61
FECESCOR Ltda.	\$ 25.839,50
Honorarios	\$ 248.277,97
Impuestos	\$ 595.130,65
Seguros Pagados	\$ 80.627,55
Teléfono, Correspondencia y Agua	\$ 45.654,53
Gastos Computación - Internet	\$ 8.490,90
Gas	\$ 1.039,28
Imprenta y papelería	\$ 50.025,69
Comisiones Bancarias	\$ 30.409,42
Comisiones SEPSA S.A. Pago Fácil	\$ 15.579,86
Gastos Generales	\$ 9.700,12
Aportes y publicaciones	\$ 13.480,18
TOTAL	\$ 1.152.075,26

Tabla 6.7 Monto Total de Gastos Administrativos

- Amortizaciones

CUADRO DE BIENES DE USO				
RUBRO	Valor Inicial	Incremento Ejercicio	Bajas Ejercicio	Valor Final del Ejercicio
Terrenos	\$ 377.451,45			\$ 377.451,45
Edificios y mejoras	\$ 402.714,57	\$ 41.320,00		\$ 444.034,57
Red de Distribución	\$ 4.953.145,27	\$ 1.372.564,06		\$ 6.325.709,33
Muebles y útiles	\$ 106.468,40	\$ 8.315,84		\$ 114.784,24
Máquinas y Herramientas	\$ 486.250,42	\$ 66.015,22		\$ 552.265,64
Rodados Sección Energía	\$ 859.120,38			\$ 859.120,38
Instalaciones	\$ 82.613,89	\$ 16.100,00		\$ 98.713,89
TOTALES	\$ 7.267.764,38	\$ 1.504.315,12		\$ 8.772.079,50

AMORTIZACIÓN					
RUBRO	Amortización Acumulada Inicial	Bajas	Amortización del Ejercicio	Amortización Acumulada Final	VALOR NETO
Terrenos					\$ 377.451,45
Edificios y mejoras	\$ 246.213,05		\$ 28.848,40	\$ 275.061,45	\$ 168.973,12
Red de Distribución	\$ 1.856.273,68		\$ 199.810,40	\$ 2.056.084,08	\$ 4.269.625,25
Muebles y útiles	\$ 81.857,69		\$ 8.056,34	\$ 89.914,03	\$ 24.870,21
Máquinas y Herramientas	\$ 216.502,91		\$ 53.425,07	\$ 269.927,98	\$ 282.337,66
Rodados Sección Energía	\$ 684.991,59		\$ 91.611,60	\$ 776.603,19	\$ 82.517,19
Instalaciones	\$ 57.260,51		\$ 8.964,50	\$ 66.225,01	\$ 32.488,88
TOTALES	\$ 3.143.099,43		\$ 390.716,31	\$ 3.533.815,74	\$ 5.238.263,76

Tabla 6.8 Monto Total de Amortización del Ejercicio Analizado

Teniendo en cuenta los montos finales expuestos de cada una de las categorías de costos asociados a la actividad de suministro de energía eléctrica brindada por la Cooperativa y los ingresos obtenidos por la prestación del servicio, a continuación, se hace una breve evaluación de la situación económica para el año del Ejercicio en estudio.



DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	
INGRESOS	
	Monto [S]
Energía Facturada/Vendida	\$ 5.987.793,42
EGRESOS	
	Monto [S]
Compra Energía Eléctrica	\$ 1.548.110,91
Gastos Operativos	\$ 3.598.554,54
Gastos Administrativos	\$ 1.152.075,26
Gastos Financieros	\$ 678,71
Amortización	\$ 390.716,31
TOTAL	\$ -702.342,31
OTROS INGRESOS	
	Monto[S]
Ingresos asociados al Servicio	\$ 1.143.821,73
TOTAL	\$ 441.479,42

Tabla 6.9 Cuadro de Resultados – Distribución de Energía

Teniendo en cuenta el Cuadro de Resultados, se puede analizar que el resultado de la actividad de distribución de electricidad, es decir, la venta de energía a los usuarios y asociados de acuerdo a su nivel de consumo menos todos los costos asociados para cubrir dicha necesidad de energía, arroja una pérdida de \$702.342,31.

El margen negativo del Cuadro de Resultados, pone de manifiesto que la actividad de suministro eléctrico no es rentable, con ingresos inferiores a los requeridos, y que la Cooperativa depende de otros ingresos asociados al servicio, tales como alquiler de grúas, alquiler de postes, venta de materiales, reconexiones, y otros, para continuar operando.

6.2 Estudio de la Actividad por Centros de Costos

Dadas las dificultades descritas en cuanto a la metodología actual empleada por la Cooperativa para contabilizar los costos, la cual recae en generalizaciones y no entrega grandes herramientas a la hora de tratar individualmente cada elemento de costo de acuerdo a su origen, en esta sección se realiza un nuevo estudio de los mismos con el objetivo de contar con mayores instrumentos para su gestión.

Dicho estudio consiste en la desagregación de los ítems que conforman las distintas categorías, en los diferentes elementos de costos que los componen, y la asignación de los mismos a Centros de Costos de acuerdo su origen y naturaleza.



6.2.1 Estructuración de Costos

“La Estructuración de Costos es un proceso orientado a organizar de manera práctica la gestión de costos, basado en las prioridades estratégicas y operativas de la organización en cuestión” (Ortiz Aragón & Rivero, 2006).

A continuación, siguiendo la bibliografía planteada por Ortiz Aragón & Rivero (2006), se presentan las diferentes fases y actividades involucradas en un proceso de Estructuración de Costos:

1. Mapeo de las Operaciones y clarificación de las necesidades de Información;
2. Definición de Estructura/Organización Contable;
3. Establecimiento de Presupuestos por Centros de Costos y Ejecución de Actividades;
4. Consolidación de Información Contable y Elaboración de Reportes.

De acuerdo al alcance del presente análisis, solo se desarrollan las dos primeras fases del proceso, haciendo a continuación una breve explicación teórica de cada una de ellas y su correspondiente aplicación de acuerdo a las características de la Cooperativa en estudio.

1. Mapeo de las Operaciones y clarificación de las necesidades de Información:

El propósito central de esta fase es evidenciar las características de las operaciones de una organización. Al realizar esto se explicitan también los diversos usuarios, los vacíos y/o redundancias, y las necesidades específicas de información. A continuación se presentan las principales actividades durante esta fase:

- Mapear los diferentes niveles operativos de la organización (identificación de Áreas Funcionales, descripción de actividades principales desarrolladas por dichas áreas y los costos directos e indirectos asociados a las mismas);
- Identificar los agrupamientos de costos;
- Valorar la importancia de una asignación apropiada de los costos indirectos;
- Analizar cómo responde el sistema contable actual a las necesidades y realidad;
- Determinar el nivel de detalle informativo por cada usuario (interno y/o externo) y por actividad desempeñada por las Áreas Funcionales de la organización.

Para el desarrollo y la aplicación de ésta primera fase del proceso de Estructuración de Costos, se llevaron a cabo una serie de entrevistas a diferentes



empleados de la organización con el objetivo de conocer la manera de operar y brindar el servicio. Con la información obtenida se realizó el mapeo de operaciones de la Cooperativa. A continuación, mediante un cuadro, se exponen los resultados del mismo:

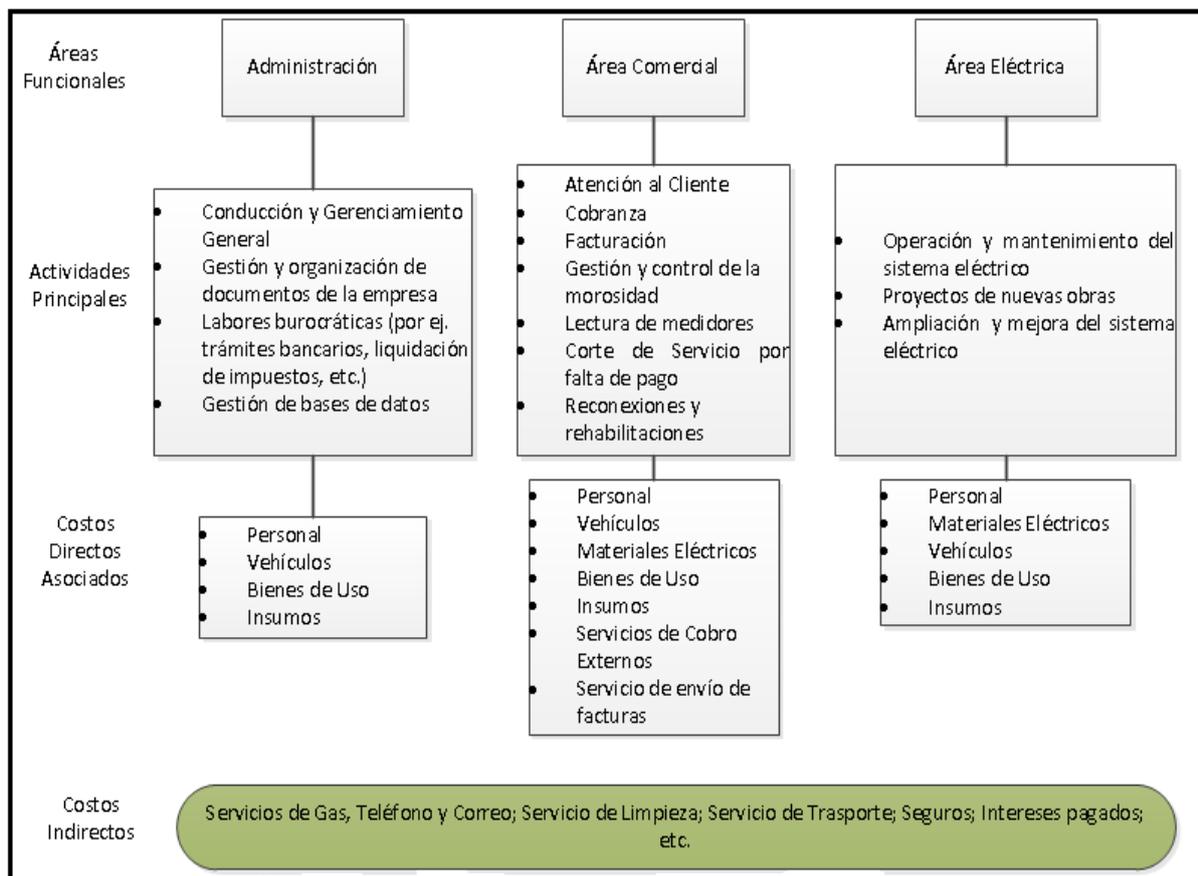


Figura 6.1 Resultado del Mapeo de Operaciones de la Cooperativa

Por otra parte, se entrevistó a la asesora externa de la empresa en la parte contable con el fin de recabar información acerca del Sistema Contable utilizado por la Cooperativa y la manera de agrupar los distintos costos generados en relación al servicio eléctrico.

Tal como se describió en anteriores secciones del presente Proyecto Integrador, el Sistema Contable utilizado agrupa los costos en 5 categorías generales (Costo Compra Energía, Gastos Operativos, Gastos Administrativos, Gastos Financieros y Amortizaciones) y las asignaciones de los mismos a cada una de ellas se hacen con las registraciones de gastos y los informes provenientes de la Oficina Técnica del área eléctrica.

Cabe destacar que no existen actualmente herramientas tales como Planillas de Registro de Actividad del Personal, Planillas de Registro de Vehículos, etc. que permitan lograr una asignación más precisa de los costos incurridos según su



origen. Ésta y otras problemáticas, respecto de la metodología para tratar los costos, fueron descritas en el capítulo anterior.

En cuanto a los distintos ítems que conforman las categorías Gastos Operativos, Gastos Administrativos y Gastos Financieros, los mismos fueron analizados con mayor profundidad para conocer en detalle que elementos los componen. También se hizo un relevamiento de los bienes librados al servicio eléctrico que dispone la Cooperativa.

A continuación se muestra el detalle de cada uno de los ítems de costos anteriormente señalados:

ITEM	DETALLE
<i>Sueldos y Adicionales</i>	Remuneración del personal Administrativo y de Líneas Eléctricas
<i>Cargas Sociales</i>	Cargas sociales del personal Administrativo y de Líneas Eléctricas
<i>Conexiones y su mantenimiento</i>	Materiales eléctricos para conexiones y mantenimiento de las mismas
<i>Gastos mantenimiento de redes</i>	Materiales eléctricos para mantenimiento de redes, materiales para construcción de obras nuevas y Mantenimiento de Transformador
<i>Mantenimiento subestaciones</i>	Materiales eléctricos para mantenimiento de subestaciones transformadoras
<i>Mantenimiento Alumbrado Público</i>	Materiales eléctricos para mantenimiento de Alumbrado Público
<i>Reparación y Mantenimiento de Bienes de Uso</i>	Reparación de bienes librados al servicio, tales como computadoras, impresoras, alarmas, muebles de oficina, etc. Incluye gasto de madera para construcción de crucetas (elemento afectado a redes eléctricas).
<i>Gastos Oficina Técnica</i>	Insumos Generales
<i>Otros gastos de redes</i>	Insumos Generales
<i>Movilidad, cubiertas y reparaciones generales</i>	Gastos de Combustible y Mantenimiento de Vehículos
<i>Capacitación personal</i>	Capacitación del personal afectado a Líneas Eléctricas
<i>Ropa de Trabajo y elementos de seguridad</i>	Ropa de trabajo y elementos de seguridad para el personal (de líneas y uno de los administrativos)
<i>Fletes</i>	Transporte de materiales, imprenta, etc.



<i>Gastos Consejo de Administración</i>	Gastos generales originados por la actividad de Conducción y Gerenciamiento General
<i>FECESCOR Ltda.</i>	Cuota de Sostenimiento pagada a la Federación de Cooperativas FECESCOR Ltda.
<i>Honorarios</i>	Remuneración de Asesores Externos
<i>Impuestos</i>	Impuestos Nacionales, Provinciales y Municipales en relación a la actividad eléctrica
<i>Seguros Pagados</i>	Seguros de vida, vehículos, equipos y herramientas
<i>Teléfono, Correspondencia y Agua</i>	Servicio de Teléfono, Agua y Correo. Este último afectado mayormente al envío de facturas
<i>Gastos Computación - Internet</i>	Equipos de computación, internet, página Web, etc.
<i>Gas</i>	Servicio de Gas
<i>Imprenta y papelería</i>	Útiles y papelería en general. Boletas sector eléctrico y Formularios para trabajos de Líneas
<i>Comisiones Bancarias</i>	Servicio de Cobro de boletas eléctricas y transacciones bancarias
<i>Comisiones SEPSA S.A. Pago Fácil</i>	Servicio de Cobro de boletas eléctricas
<i>Gastos Generales</i>	Artículos de Limpieza (mayormente) y otros Insumos
<i>Aportes y Publicaciones</i>	Aportes solidarios (donaciones) y Publicaciones impresas de Balances, Resoluciones, etc.
<i>Intereses Pagados</i>	Intereses pagador por aportes del seguro social

Tabla 6.10 Detalle Ítems de Gastos Operativos, Administrativos y Financieros

2. Definición de la Estructura/Organización Contable:

Durante esta fase se persigue adoptar una Estructura de Costos Funcional. Es decir crear o recrear un ordenamiento contable que responda de forma eficaz a las necesidades de información. Así, se busca clarificar las expectativas de los usuarios respecto a la información y detalle requerido a fin de definir los aspectos clave que facilitarán una apropiada gestión de costos. Es importante no sobredimensionar los requerimientos de información, lo crucial es definir la información que se requiere y que se va a usar.



Cabe indicar que en esta fase también se clarifican qué Centros de Costos son directos e indirectos y la manera en que los objetos de costo directo recibirán su porción justa de costos indirectos.

Luego de definir los Centros de Costo, se procede a determinar el nivel de desglose de costos a nivel de cuentas. Esta actividad es particularmente importante porque establecerá la pauta para las actividades de presupuestación, registro contable y reporte.

La determinación de la Estructura de Costos, para el nuevo análisis de los costos asociados al servicio de distribución eléctrico, se establece tomando como referencia a la Organización Contable típica por Centros de Costos de una industria de magnitud, adaptando la misma a las características de la Cooperativa en estudio, a partir de la información obtenida en la fase anterior.

Dicha Estructura está desarrollada sobre cinco Centros de Costos principales, que globalmente representan los costos incurridos en las actividades generales de la prestación del servicio, los cuales se desglosan en distintas cuentas que acumulan los egresos generados, y luego la sumatoria de las mismas, reflejan el monto total de cada uno de ellos. Por su parte, las cuentas representan el conjunto de actividades, servicios e ítems que se desarrollan en relación a cada Centro de Costos.

La designación de los Centros de Costos principales y sus respectivas cuentas, se realiza tomando como referencia el marco teórico expuesto en el segundo capítulo del presente Proyecto Integrador.

A continuación se muestra la Estructura Contable elaborada para llevar adelante el análisis de la actividad por Centros de Costos:

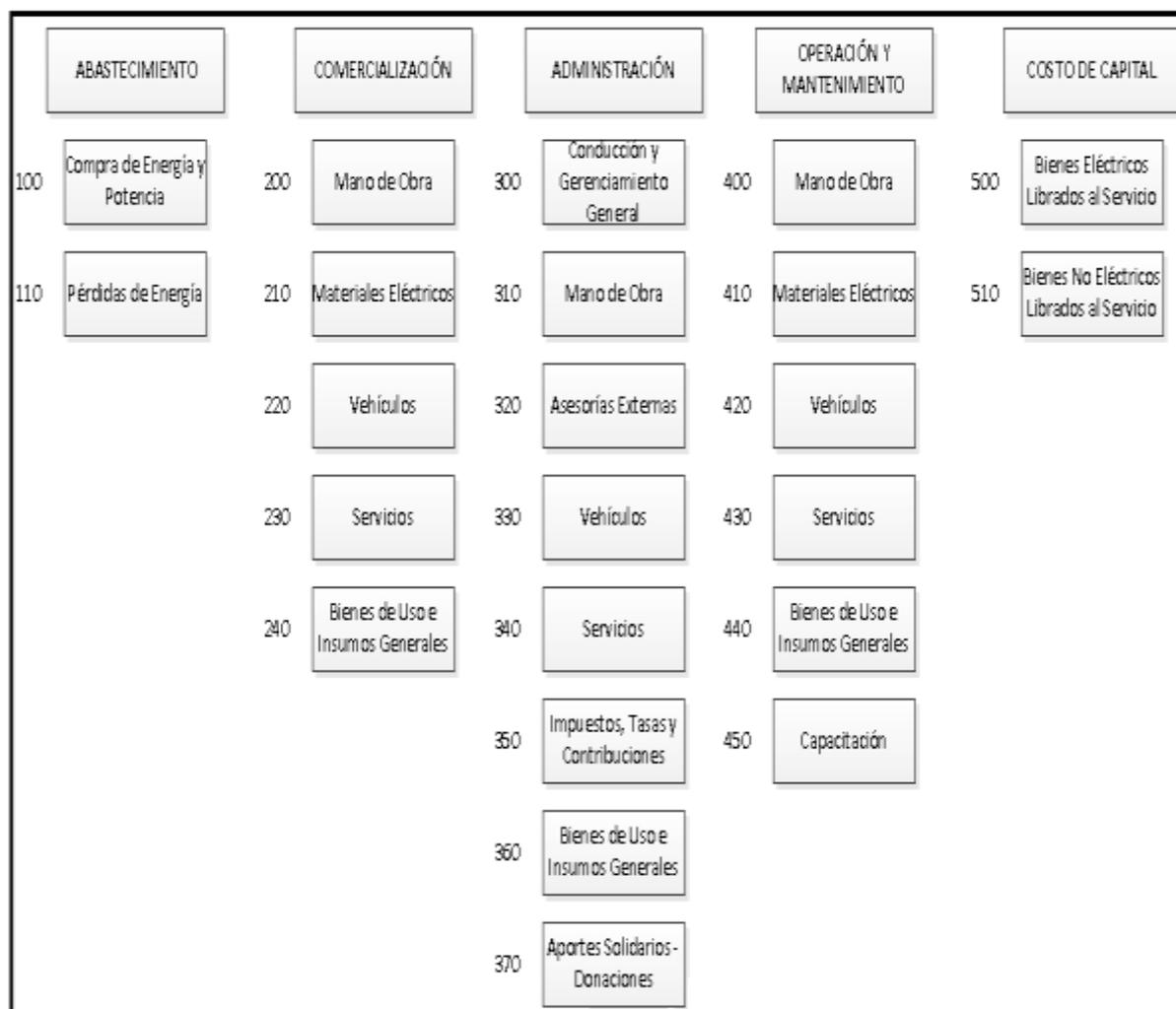


Figura 6.2 Organización Contable por Centros de Costos de Cooperativa Eléctrica

Por otra parte, la metodología adoptada para asignar los costos incurridos en el Ejercicio Contable analizado a los distintos Centros de Costos establecidos, y sus respectivas cuentas colectoras, será descrita en el siguiente punto del presente análisis.

6.2.2 Metodología de Asignación de Costos

La Metodología de Asignación de Costos, es decir, la manera en que se imputará cada elemento de costo resultante de la prestación del servicio eléctrico al correspondiente Centro de Costos de la Estructura Contable constituida, debe establecerse en base a ciertos criterios, de manera tal, que la puesta en práctica de la misma sea de forma clara y precisa.

En el presente análisis, a la hora de definir dicha metodología, se tuvo en cuenta por una parte, la naturaleza de todos los elementos de costos asociados al



servicio eléctrico, es decir, la clasificación de los mismos en Materiales, Jornales (Mano de Obra), Vehículos (combustible), Cargas Fabriles, etc., y por otra parte, su imputación a las distintas actividades constituyentes del servicio prestado, ya sea de forma inequívocamente directa o indirecta. A continuación se describe la misma en forma detallada:

Asignación Jornales (Mano de Obra): al no existir en la Cooperativa un registro de las horas-hombre empleadas en las distintas actividades en relación al servicio, se confeccionó una Planilla de Actividades del Personal (ver ANEXO I) en la cual se enumeran de manera detallada las distintas tareas asociadas al suministro de energía eléctrica. El objetivo de la misma, es conocer cómo están distribuidas la totalidad de las actividades efectuadas por cada empleado, y en base a esto, calcular la cantidad de horas-hombre utilizadas en cada una de ellas.

La cantidad de horas-hombre multiplicadas por el costo de la hora del personal, fijado de acuerdo a su categoría, permitirán asignar a cada Centro de Costos el monto total de mano de obra empleada, según el rubro al que correspondan cada una de las tareas: ADMINISTRATIVAS, COMERCIALIZACIÓN U OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

Asignación Costos de Vehículos: al igual que en la mano de obra, no existe un registro de la utilización de los distintos vehículos de la empresa, por lo cual, se confeccionó una Planilla de Vehículos (ver ANEXO II) con el fin de obtener para cada uno de éstos, el costo de combustible, el costo de mantenimiento de la unidad y en qué tareas son utilizados habitualmente los mismos, de manera de imputar dichos costos a cada uno de los Centros de Costos establecidos.

Asignación de Materiales: la imputación de materiales se efectuará de manera directa a los Centros de Costos correspondientes, teniendo en cuenta el detalle de éstos a través del registro de stock de la Cooperativa y en qué actividades son utilizados.

Asignación de Cargas Fabriles: implica la asignación de distintos servicios (luz, agua, teléfono, etc.), gastos de librería y otros insumos, bienes de uso, gastos varios, etc. a los Centros de Costos correspondientes. Para esto, se debe categorizar a las cargas fabriles en directas e indirectas.

Las cargas fabriles directas abarcan todos los elementos de costos correspondientes a los ítems anteriormente nombrados, que pueden atribuirse con precisión a las distintas actividades intervinientes en la prestación del servicio. Por lo tanto, los mismos serán diferenciados del resto y se imputarán de forma directa al Centro de Costo que corresponda. (Ver ANEXO III)



Por ejemplo, el Servicio de Correspondencia empleado para el envío de las boletas de electricidad a los distintos clientes, constituye un costo directamente imputable a la tarea de Facturación, correspondiente a la actividad general de COMERCIALIZACIÓN.

Las cargas fabriles indirectas, a diferencia de las directas, abarcan todos los elementos de costos que se atribuyen a las distintas actividades de la prestación del servicio empleando criterios de repartición. Por ende, para la imputación de éstas, se tendrá en cuenta que la distribución a cada Centro de Costos sea razonable con el nivel de actividad, de personal, de consumo, etc. según sea el caso. (Ver ANEXO III)

Por ejemplo, en la asignación del gasto de Servicio de Gas se tendrá en cuenta el consumo de éste en cada actividad asociada al servicio prestado, y de acuerdo al mismo, se imputaran en mayor o menor cuantía al Centro de Costo correspondiente. Otro ejemplo sería la distribución de los Seguros Pagados (de vida, equipos, etc.), y dado que la mayor cantidad de personal, vehículos, herramientas, equipos, etc. son utilizados en tareas relacionadas específicamente con las redes eléctricas, la mayor cuantía de los mismos debería ser asignada al Centro de OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

6.2.3 Asignación Final por Centro de Costos

Una vez definida la Estructura Contable a utilizar para tratar los costos resultantes del sector eléctrico y la metodología que se adoptará para asignar de manera criteriosa los mismos, el paso final consiste en hacer efectiva la imputación de todas las erogaciones asociadas a la prestación del servicio a los Centros de Costos correspondientes de la Estructura establecida.

A continuación se muestra el resultado final de lo descrito anteriormente, para cada uno de los principales Centros.

COSTOS DE ABASTECIMIENTO:

COSTOS DE ABASTECIMIENTO		
Nº de Cuenta	Denominación de Cuenta	Monto [\$]
100	Compra de Energía y Potencia	\$ 1.358.742,53
110	Pérdidas de Energía	\$ 189.368,38
MONTO TOTAL DEL CENTRO DE COSTOS [\$]		\$ 1.548.110,91

Tabla 6.11 Centro de Costos de ABASTECIMIENTO



Descripción de cada cuenta:

Cuenta N° 100: representa el costo de la compra de energía y potencia a los proveedores, sin incluir pérdidas de ningún tipo, para satisfacer la demanda de los usuarios.

Cuenta N° 110: representa el costo de las pérdidas de energía, es decir, la energía comprada por la distribuidora menos la energía vendida a los consumidores.

Nota: Para observar el cálculo en detalle de cada una de las cuentas, ver ANEXO IV.

COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN:

COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN		
N° de Cuenta	Denominación de Cuenta	Monto [\$]
200	Mano de Obra	\$ 795.125,69
230	Servicios	\$ 107.730,57
220	Vehículos	\$ 64.845,79
240	Bienes de Uso e Insumos Generales	\$ 57.923,95
210	Materiales Eléctricos	\$ 3.271,94
MONTO TOTAL DEL CENTRO DE COSTOS [\$]		\$ 1.028.897,93

Tabla 6.12 Centro de Costos de COMERCIALIZACIÓN

Descripción de cada cuenta:

Cuenta N° 200: representa el costo de la mano de obra empleada en tareas relativas a la comercialización del servicio eléctrico suministrado por la empresa.

Cuenta N° 210: representa el costo de los materiales de naturaleza eléctrica, utilizados en tareas relativas a la comercialización del servicio.

Cuenta N° 220: representa el costo de combustible y de mantenimiento de las unidades vehiculares utilizadas en tareas relativas a la comercialización del servicio.

Cuenta N° 230: representa el costo de los diferentes servicios prestados por terceros, los cuales inciden de forma directa o indirecta en la gestión comercial de la empresa.

Cuenta N° 240: representa el costo de compra de determinados insumos, y el de adquisición y/o reparación de bienes de uso, los cuáles son consumidos o empleados en tareas relativas a la comercialización del servicio.

Nota: Para observar el cálculo en detalle de cada una de las cuentas, ver ANEXO V.



COSTOS DE ADMINISTRACIÓN:

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN		
Nº de Cuenta	Denominación de Cuenta	Monto [Ch\$]
350	Impuestos, Tasas y Contribuciones	\$ 595.130,65
310	Mano de Obra	\$ 425.514,40
320	Asesorías Externas	\$ 248.277,97
300	Conducción y Gerenciamiento General	\$ 53.659,11
360	Bienes de Uso e Insumos Generales	\$ 30.383,43
330	Vehículos	\$ 27.491,57
340	Servicios	\$ 21.269,79
370	Aportes Solidarios - Donaciones	\$ 11.458,15
MONTO TOTAL DEL CENTRO DE COSTOS [Ch\$]		\$ 1.413.185,07

Tabla 6.13 Centro de Costos de ADMINISTRACIÓN

Descripción de cada cuenta:

Cuenta N° 300: representa los diferentes gastos incurridos por el Consejo de Administración de la Cooperativa, y el costo asociado a la participación en la FECECOR Ltda.

Cuenta N° 310: representa el costo de la mano de obra empleada en tareas administrativas de la entidad.

Cuenta N° 320: representa el costo de las asesorías externas brindadas a la Cooperativa en el área Legal, Contable, Higiene y Seguridad, Informática y Técnica, es decir, el pago de los correspondientes honorarios a los profesionales.

Cuenta N° 330: representa el costo de combustible y de mantenimiento de las unidades vehiculares utilizadas en tareas relativas a cuestiones administrativas de la empresa.

Cuenta N° 340: representa el costo de los diferentes servicios prestados por terceros, los cuales inciden de forma directa o indirecta en las tareas administrativas de la empresa.

Cuenta N° 350: representa el pago de Impuestos, Tasas y Contribuciones de orden Municipal, Provincial y Nacional generados por el desarrollo de la actividad de distribución eléctrica.

Cuenta N° 360: representa el costo de compra de determinados insumos, y el de adquisición y/o reparación de bienes de uso, los cuáles son consumidos o empleados en tareas relativas a la administración de la empresa.



Cuenta N° 370: representa las donaciones, de carácter monetario, efectuadas por la Cooperativa a las diferentes asociaciones.

Nota: Para observar el cálculo en detalle de cada una de las cuentas, ver ANEXO VI.

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO:

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		
Nº de Cuenta	Denominación de Cuenta	Monto [\$]
400	Mano de Obra	\$ 1.276.551,80
410	Materiales Eléctricos	\$ 711.047,63
420	Vehículos	\$ 135.725,66
430	Servicios	\$ 98.568,59
440	Bienes de Uso e Insumos Generales	\$ 85.308,76
450	Capacitación	\$ 2.023,14
MONTO TOTAL DEL CENTRO DE COSTOS [\$]		\$ 2.309.225,58

Tabla 6.14 Centro de Costos de OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Descripción de cada cuenta:

Cuenta N° 400: representa el costo de la mano de obra empleada en tareas relativas a la operación y mantenimiento de las redes eléctricas mediante las cuales se abastece de energía a los consumidores.

Cuenta N° 410: representa el costo de los materiales de naturaleza eléctrica, utilizados en tareas relativas a la operación y mantenimiento de las redes.

Cuenta N° 420: representa el costo de combustible y de mantenimiento de las unidades vehiculares utilizadas en tareas relativas a la operación y mantenimiento de las redes eléctricas.

Cuenta N° 430: representa el costo de los diferentes servicios prestados por terceros, los cuales inciden de forma directa o indirecta en las tareas de operación y mantenimiento de las redes eléctricas.

Cuenta N° 440: representa el costo de compra de determinados insumos, y el de adquisición y/o reparación de bienes de uso, los cuáles son consumidos o empleados en tareas relativas a la operación y mantenimiento de las redes eléctricas.

Cuenta N° 450: representa el costo de los diferentes cursos de capacitación dictados a los empleados de la empresa que operan con Líneas eléctricas (trabajos con tensión).



Nota: Para observar el cálculo en detalle de cada una de las cuentas, ver ANEXO VII.

COSTOS DE CAPITAL:

COSTOS DE CAPITAL		
Nº de Cuenta	Denominación de Cuenta	Monto [\$]
500	Bienes Eléctricos librados al Servicio	\$ 199.810,40
510	Bienes No Eléctricos librados al Servicio	\$ 190.905,91
MONTO TOTAL DEL CENTRO DE COSTOS [\$]		\$ 390.716,31

Tabla 6.15 Centro de Costos de CAPITAL

Descripción de cada cuenta:

Cuenta N° 500: representa la pérdida de valor por uso, expresada en términos monetarios, de los bienes de naturaleza eléctrica librados al servicio.

Cuenta N° 510: representa la pérdida de valor por uso, expresada en términos monetarios, de los bienes de naturaleza no eléctrica librados al servicio.

Nota: los montos de cada una de las cuentas fueron extraídos del Cuadro de Bienes de Uso para el año de análisis (ver Tabla 6.8), puntualmente, de la columna donde se calculan las amortizaciones del ejercicio (diferenciando entre bienes eléctricos y no eléctricos).

6.3 Análisis de los Resultados Finales por Centros de Costos

Finalizada la desagregación por Centros de Costos de las distintas erogaciones en relación al servicio de electricidad brindado por la Cooperativa, a continuación se analizarán los resultados finales obtenidos de dicho proceso.

Desde una perspectiva global de la Estructura Contable, los montos totales de los costos incurridos en cada uno de los Centros fueron los que se muestran a continuación:

CENTROS DE COSTOS	MONTO FINAL [\$/año]
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	\$ 2.309.225,58
ABASTECIMIENTO	\$ 1.548.110,91
ADMINISTRACIÓN	\$ 1.413.185,07
COMERCIALIZACIÓN	\$ 1.028.897,93
COSTOS DE CAPITAL	\$ 390.716,31

Tabla 6.16 Resumen de Montos Finales por Centros de Costos



Expresado de manera gráfica:

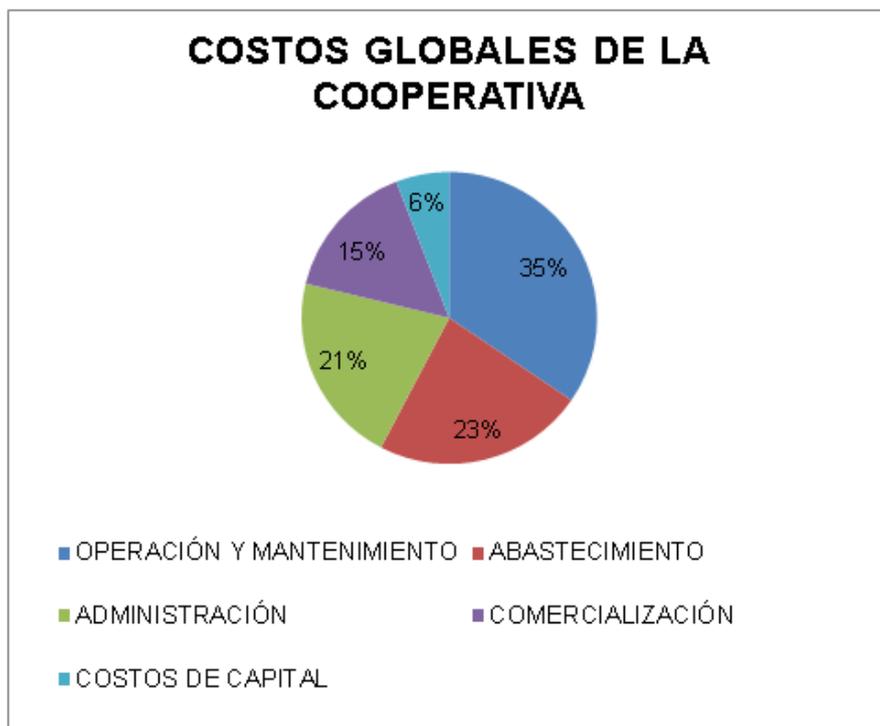


Figura 6.3 Gráfico de los Costos Globales de la Cooperativa

Como primer análisis, se puede apreciar que los mayores costos del servicio son en relación al Centro de Operación y Mantenimiento, seguido por los Centros de Abastecimiento, Administración, Comercialización, y por último, los Costos de Capital.

Esto permite llegar a una primera conclusión, respecto de donde deberían centrarse las primeras observaciones a la hora de plantear si los montos finales incurridos corresponden a una gestión eficiente de los costos involucrados, y en caso de no ser así, donde se debería comenzar a trabajar con el fin de optimizar los mismos. Esta manera de proceder, se debe aplicar a cada uno de los Centros de la Estructura Contable.

Desde una perspectiva más puntual, a continuación se analizan de manera detallada las Cuentas de cada uno de los Centros de Costos, a partir de los siguientes gráficos de barras:

ESTUDIO DE LOS COSTOS INCURRIDOS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE UNA COOPERATIVA

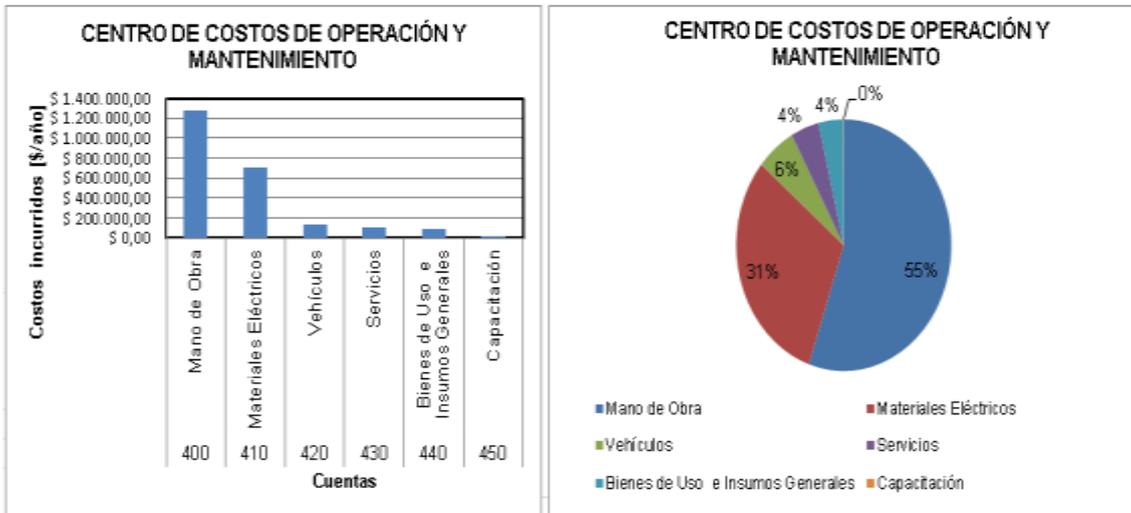


Figura 6.4 Gráficos de Montos Finales de las Cuentas del Centro de Costos de Operación y Mantenimiento

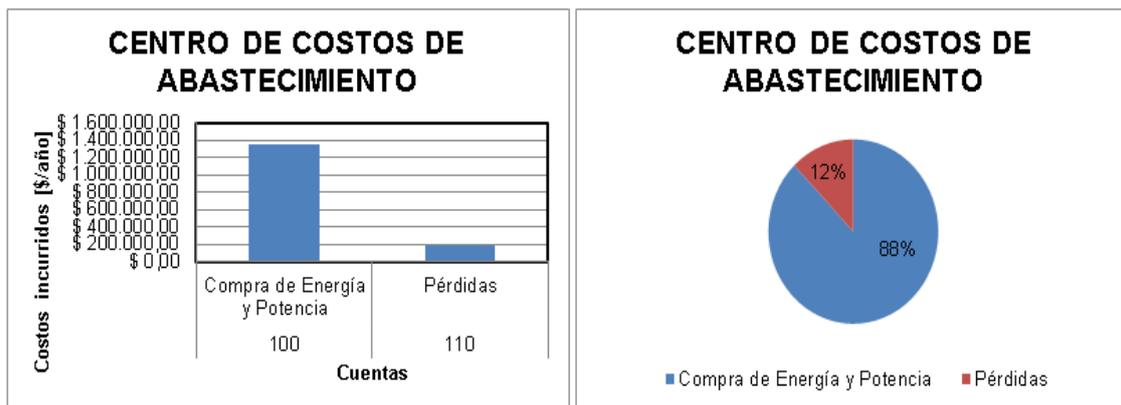


Figura 6.5 Gráficos de Montos Finales de las Cuentas del Centro de Costos de Abastecimiento

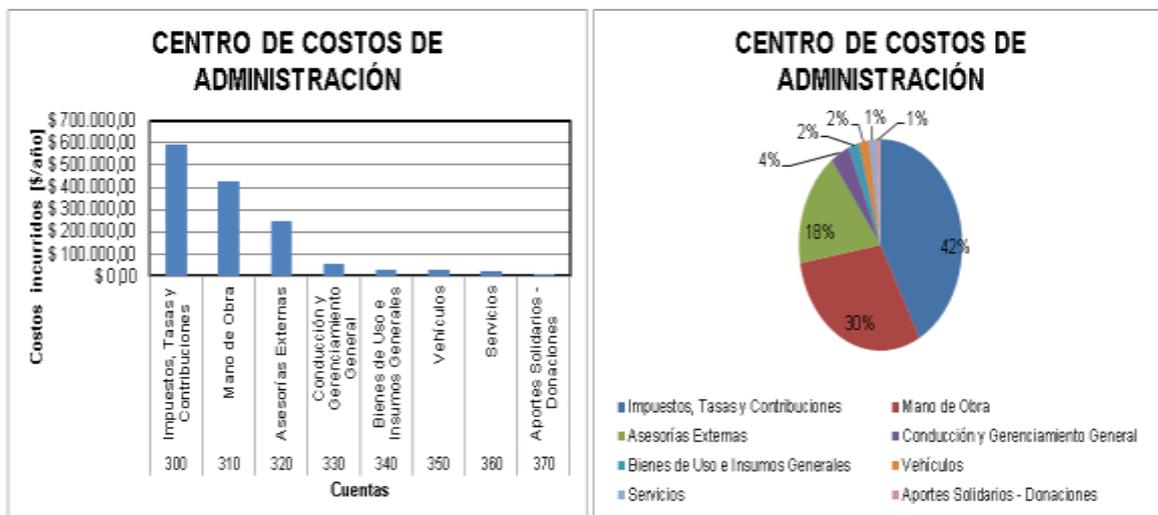


Figura 6.6 Gráficos de Montos Finales de las Cuentas del Centro de Costos de Administración

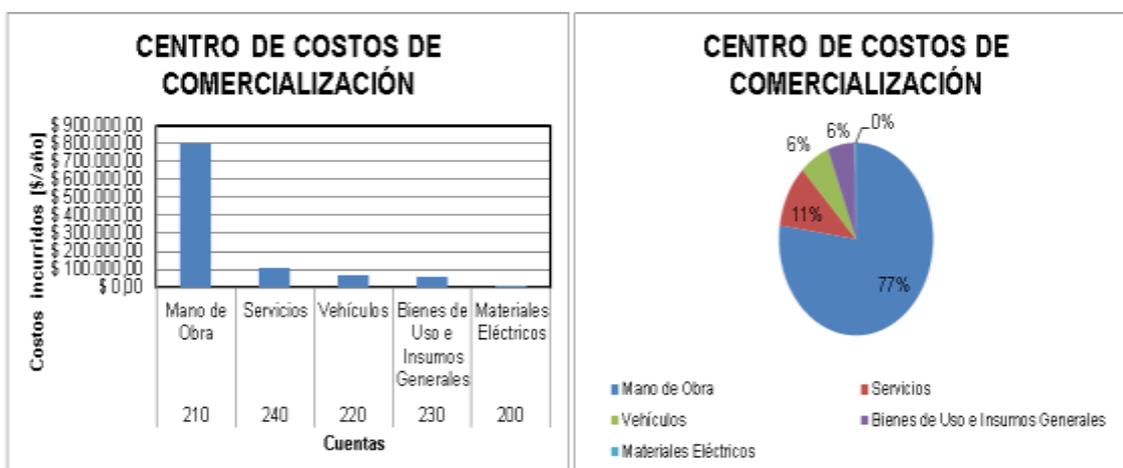


Figura 6.7 Gráficos de Montos Finales de las Cuentas del Centro de Costos de Comercialización

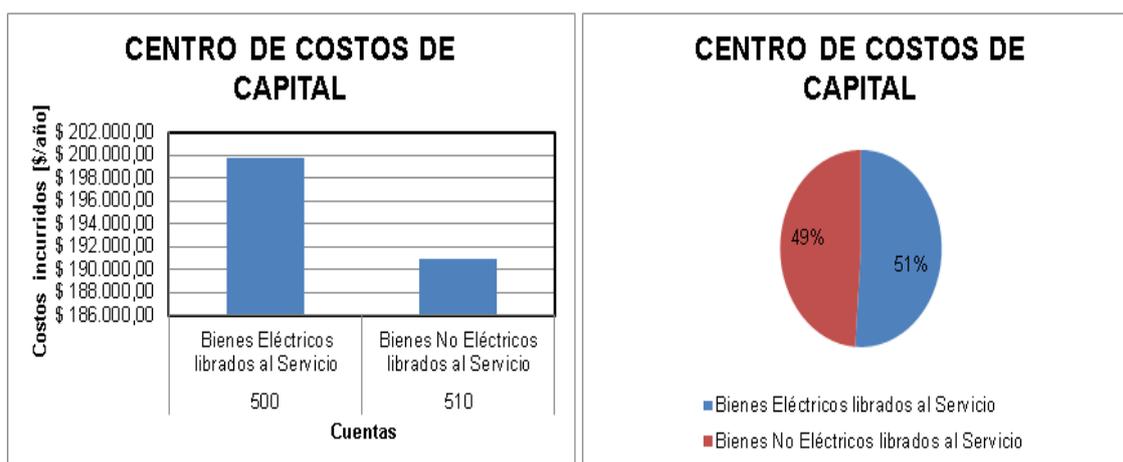


Figura 6.8 Gráficos de Montos Finales de las Cuentas del Centro de Costos de Capital

A través de los gráficos anteriormente expuestos, se pueden realizar distintas observaciones. A continuación se describen las mismas:

- En cada Centro donde interviene la labor del personal, la mano de obra constituye uno de los costos más elevados, y por lo tanto, es uno de los primeros elementos a analizar para determinar si la utilización de la misma es eficiente, o en caso contrario, si existen aspectos a mejorar.

Cabe destacar, que una parte del porcentaje de la mano de obra utilizada en el Centro de Costos de Operación y Mantenimiento corresponde a tareas de ampliaciones (obras nuevas) y mejoras de las redes eléctricas, por lo tanto, los montos asociadas a las mismas deben ser considerados como inversiones y no como costos del servicio. (Ver detalle de mano de obra de Operación y Mantenimiento en ANEXO VII)



- Al observar el Centro de Operación y Mantenimiento, Centro donde se producen los mayores costos del servicio, se puede apreciar que los montos de dinero incurridos en la compra de materiales eléctricos son de gran significancia, y que los mismos representan, junto con la mano de obra, los factores que generan el mayor porcentaje de costos de dicho Centro. Por ende, constituye otro de los elementos a analizar si se desea lograr una correcta gestión de los costos implicados en la prestación del servicio.
- En los Centros de Costos de Abastecimiento y de Administración, los cuales ocupan respectivamente el segundo y tercer grado de importancia en cuanto a porcentaje de dinero erogado, se puede observar que las Cuentas en donde se incurren los mayores costos son la N° 100 (Compra de Energía y Potencia) y la N° 350 (Impuestos, Tasas y Contribuciones).

Es importante destacar, en relación a ambas, que la Cooperativa no tiene grandes facultades a la hora de gestionar los costos de las mismas, ya que la primera de ellas es dependiente del consumo de los usuarios y la tarifa establecida por los proveedores, y la segunda es impuesta como consecuencia del desarrollo de la actividad de distribución eléctrica.

Distinto es el caso de la Cuenta N° 110 (Pérdidas de Energía) del Centro de Abastecimiento, donde la Cooperativa mediante distintas alternativas puede reducir las pérdidas energéticas, y de esa manera minimizar los costos finales incurridos.

- Por último, se observa que dentro de cada Centro existen Cuentas que representan menores porcentajes de costos incurridos, en relación al monto total, las cuales deben examinarse para detectar si existen factores de las mismas que podrían optimizarse. Pero tal como se mencionó anteriormente, el foco del análisis debe centrarse en las de mayor significancia a nivel monetario.



CAPÍTULO 7. OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

A partir del Estudio de los Costos incurridos por la Cooperativa en relación a la prestación del servicio eléctrico realizado en el capítulo anterior, se pudo observar que el Cuadro de Resultados, para el Ejercicio Contable analizado, daba una diferencia negativa entre los Ingresos obtenidos por la Venta de Energía y los Costos asociados a dicha prestación, es decir, una pérdida monetaria de dinero específica del suministro de electricidad.

Sin embargo, cabe recordar, que debido a los ingresos obtenidos por otros servicios prestados por la Cooperativa, los cuales están relacionados con la parte eléctrica de la misma pero no concretamente con la distribución de energía, el Cuadro de Resultado arrojaba un valor final positivo. (Ver Tabla 6.9)

Por otra parte, también es importante recordar, que a través del Estudio de la Actividad por Centros de Costos se pudo analizar que del cien por ciento de los Costos asociados a la prestación del servicio eléctrico a los usuarios, una porción de los mismos están relacionados con actividades de ampliación (obras nuevas) y mejoras de las redes eléctricas, por lo cual, dichos montos deberían considerarse como inversiones y no como costos del servicio. De esta manera, la diferencia a la cual se hizo referencia en el primer párrafo tendría un margen menor.

En conclusión, para que la actividad de distribución eléctrica sea rentable sin poner en riesgo la continuidad de la empresa, la Cooperativa debe tomar medidas para optimizar los costos incurridos en el sector eléctrico. Por dicho motivo, en la sección siguiente, se planten diferentes propuestas con el objetivo de lograrlo.

7.1 Planteo de Propuestas

7.1.1 Procedimientos de Trabajo y Planillas Diarias de Registro de Actividad

Tal como se describió en el capítulo anterior, en aquellos Centros de Costos donde interviene la labor del personal en determinadas actividades en relación al mismo, la mano de obra constituye uno de los costos incurridos más significativos. Esto conduce a la situación de establecer distintos planteos e interrogantes con el objetivo de analizar con mayor profundidad a los mismos. A continuación se mencionan algunos de ellos:

- La utilización de la mano de obra en las diferentes actividades de la prestación del servicio: ¿corresponde a un uso eficiente de la misma?



- ¿Existen aspectos a mejorar en el desarrollo de cada actividad?
- Tanto para las actividades de oficina (administrativas y comerciales) como para las desempeñadas en las redes eléctricas (operación, mantenimiento, mejora y ampliación), ¿se han medido y definido los tiempos estándares para la ejecución de las mismas?
- En cuanto a los operarios afectados a trabajos en las redes eléctricas, ¿existen criterios para la asignación del número de ellos según el tipo de actividad a desarrollar?
- ¿Existen mecanismos o herramientas que permitan hacer un seguimiento y control de la mano de obra empleada en las diferentes actividades?

Para responder a algunos de dichos interrogantes, se procedió a observar y analizar in situ determinadas actividades relacionadas con el Centro de Operación y Mantenimiento, ya que en el mismo se encuentra el mayor número de personal empleado por la Cooperativa, y por ende, es donde se generan los mayores costos de mano de obra.

En cuanto a la selección de dichas actividades con el objetivo de analizarlas, se tomó como criterio para la elección de las mismas, observar aquellas que tienen mayor aparición y repetitividad en las Órdenes de Reclamos registradas en el Período estudiado, como por ejemplo, los cortes de luz y reconexiones, las conexiones nuevas, los cambios de fusibles, los cambios de lámparas del Alumbrado Público, entre otros.

Observaciones:

Luego de observar y analizar la ejecución de las actividades anteriormente nombradas por parte del personal de Líneas Eléctricas, se obtuvo la siguiente conclusión general:

Durante el desarrollo de las diferentes operaciones, desde el arribo y estacionamiento de la unidad vehicular hasta la correcta finalización de cada una de ellas, se pudo apreciar la inexistencia de procedimientos claramente definidos para ejecutar cada una de las mismas. Por dicho motivo, los operarios realizaban un cierto número de tareas que podrían evitarse de manera de reducir el tiempo total de la actividad, y a su vez, tareas que con la existencia de éstos podrían optimizarse.

Por otra parte, a raíz de lo anteriormente descrito y producto de una medición de tiempos, se observó que para la realización de una misma actividad, existe una gran variabilidad en los tiempos finales de duración.



Propuesta:

A partir de las observaciones y el análisis efectuado anteriormente, se plantea la propuesta de establecer Procedimientos de Trabajos en cada una de las áreas de la Cooperativa donde intervenga la labor del personal en la prestación del servicio.

Para el establecimiento de los mismos, se propone tomar como modelo Procedimientos de Trabajos de otras Prestadoras del Servicio y adaptarlos al contexto en el cual se desarrollan las actividades de la Cooperativa en estudio.

A continuación se expone una tabla en la cual se clasifican y codifican diferentes Procedimientos de Trabajos para el área Administrativa y de Operación y Mantenimiento de Redes. Éstos Procedimientos fueron seleccionados por el autor y brindados a la Cooperativa de manera que los mismos constituyan un punto de partida para la implementación de la presente propuesta.

DETALLE TAREA	CÓDIGO
Instalación y/o cambio de sistema de protección	PT-OM-MT-01-1
Instalación de poste de Media Tensión	PT-OM-MT-02-1
Retiro de poste de Media Tensión	PT-OM-MT-03-1
Cambiar o reubicar poste de Media Tensión	PT-OM-MT-04-1
Instalación de Conductor de Media Tensión	PT-OM-MT-05-1
Retiro de conductor de Media Tensión	PT-OM-MT-06-1
Templado de Conductor de Media Tensión	PT-OM-MT-07-1
Cambio de Conductor de Media Tensión	PT-OM-MT-08-1
Instalación de Templadores para poste en Media Tensión	PT-OM-MT-09-1
Apertura de cierre de zanja en Media Tensión	PT-OM-MT-10-1
Podado de árboles Media Tensión	PT-OM-MT-11-1
Cambio de Aislador Media Tensión	PT-OM-MT-12-1
Cambio de cruceta Media Tensión	PT-OM-MT-13-1
Cambio de pararrayos Media Tensión	PT-OM-MT-14-1
Cambio de aislador de tracción y alambre Media Tensión	PT-OM-MT-15-1
Mantenimiento de aisladores en Red de Media Tensión	PT-OM-MT-16-1
Limpieza de un Km Red Aérea Media Tensión	PT-OM-MT-17-1
Control de la puesta a tierra de alambrados	PT-OM-MT-18-1
Control de la puesta a tierra de Postes metálicos y de H. A. red media tensión	PT-OM-MT-19-1
Tesado de Conductor Media Tensión	PT-OM-MT-20-1
Detección de fallas de aislamiento en redes aéreas Media tensión	PT-OM-MT-21-1
Instalación y/o cambio de sistema de medición en Sub Estación de Distribución	PT-OM-MT/BT-01-1
Instalación y/o cambio de sistema de medición de Alumbrado Público en Sub Estación de Distribución	PT-OM-MT/BT-02-1
Instalación y/o cambio de transformador	PT-OM-MT/BT-03-1
Montaje de Sub Estación de Distribución aérea	PT-OM-MT/BT-04-1

ESTUDIO DE LOS COSTOS INCURRIDOS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE UNA COOPERATIVA



Mantenimiento de Sub Estación de Distribución aérea	PT-OM-MT/BT-05-1
Cambio de Transformador en Sub Estación de Distribución	PT-OM-MT/BT-06-1
Cambio de Caja Seccionadora en Sub Estación de Distribución	PT-OM-MT/BT-07-1
Cambio de llaves termomagnéticas en Sub Estación de Distribución	PT-OM-MT/BT-08-1
Instalación de Caja Seccionadora en Sub Estación de Distribución	PT-OM-MT/BT-09-1
Cambio de terminaciones en Sub Estación de Distribución	PT-OM-MT/BT-10-1
Montaje de tablero en Sub Estación de Distribución	PT-OM-MT/BT-11-1
Verificación y/o cambio de Protección de Baja Tensión en Sub Estación de Distribución	PT-OM-MT/BT-12-1
Verificación y/o cambio de Protección de Media Tensión en Sub Estación de Distribución	PT-OM-MT/BT-13-1
Control de subestaciones Transformadoras	PT-OM-MT/BT-14-1
Control de la puesta a tierra de Subestación Transformadora	PT-OM-MT/BT-15-1
Cambio de Tap en Transformador de Distribución	PT-OM-MT/BT-16-1
Detección de fallas de aislamiento en Subestaciones Transformadoras	PT-OM-MT/BT-17-1
Balance de cargas por Sub Estación de Distribución	PT-OM-MT/BT-18-1
Instalación y/o cambio de equipos de control	PT-OM-BT-01-1
Lectura de totalizadores y equipos de control	PT-OM-BT-02-1
Instalación, cambio y retiro de llave de seccionador de Baja Tensión	PT-OM-BT-03-1
Instalación de poste de Baja Tensión	PT-OM-BT-04-1
Retiro de poste de Baja Tensión	PT-OM-BT-05-1
Cambiar o reubicar poste de Baja Tensión	PT-OM-BT-06-1
Instalación de Conductor de Baja Tensión	PT-OM-BT-07-1
Retiro de conductor de Baja Tensión	PT-OM-BT-08-1
Tesado de Conductor de Baja Tensión	PT-OM-BT-09-1
Cambio de Conductor de Baja Tensión	PT-OM-BT-10-1
Apertura de cierre de zanja en Baja Tensión	PT-OM-BT-11-1
Revisión de Línea aéreas de Baja Tensión	PT-OM-BT-12-1
Cambio de Aislador Baja Tensión	PT-OM-BT-13-1
Podado de árboles Baja Tensión	PT-OM-BT-14-1
Limpieza de un Km Red Aérea Baja Tensión	PT-OM-BT-15-1
Control de la puesta a tierra de Postes metálicos y de H. A. red de Baja Tensión	PT-OM-BT-16-1
Detección de fallas de aislamiento en redes aéreas de Baja Tensión	PT-OM-BT-17-1
Instalación y/o cambio de luminaria Alumbrado Público	PT-OM-BT-18-1
Mantenimiento de luminarias Alumbrado Público	PT-OM-BT-19-1
Instalación de fusibles y porta fusibles Alumbrado Público	PT-OM-BT-20-1
Instalación de fotocélula en Baja Tensión	PT-OM-BT-21-1
Cambio o Instalación de célula fotoeléctrica Alumbrado Público	PT-OM-BT-22-1
Control de la puesta a tierra de Postes metálicos y de H. A. red de Alumbrado Público	PT-OM-BT-23-1
Medición Calidad de Alumbrado Público	PT-OM-BT-24-1
Detección de fallas de aislamiento en redes de alumbrado Público	PT-OM-BT-25-1
Instalación de luminarias en poste de 9 metros o más Alumbrado Público	PT-OM-BT-26-1
Inspección para factibilidad de nuevos suministros	PT-OM-BT-27-1

ESTUDIO DE LOS COSTOS INCURRIDOS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE UNA COOPERATIVA



Inspección de suministro monofásico	PT-OM-BT-28-1
Inspección de suministro trifásico	PT-OM-BT-29-1
Picado de Nicho para suministro monofásico	PT-OM-BT-30-1
Picado de Nicho para suministro trifásico	PT-OM-BT-31-1
Contrastación de medidores en campo	PT-OM-BT-32-1
Contrastación de medidores en laboratorio	PT-OM-BT-33-1
Apertura y cierre de caja portamedidor para contraste	PT-OM-BT-34-1
Apertura y cierre de zanja	PT-OM-BT-35-1
Rotura y resane de vereda y/o pavimento	PT-OM-BT-36-1
Instalación y/o cambio de caja portamedidor	PT-OM-BT-37-1
Instalación y/o cambio de sistema de medición monofásico	PT-OM-BT-38-1
Instalación y/o cambio de sistema de medición trifásico	PT-OM-BT-39-1
Instalación y/o cambio de sistema de medición monofásico con acometida energizada	PT-OM-BT-40-1
Instalación y/o cambio de acometida monofásica aérea	PT-OM-BT-41-1
Instalación y/o cambio de acometida trifásica aérea	PT-OM-BT-42-1
Instalación y/o cambio de acometida mixta	PT-OM-BT-43-1
Instalación y/o cambio de bastón para acometida monofásica	PT-OM-BT-44-1
Instalación y/o cambio de bastón para acometida trifásica	PT-OM-BT-45-1
Instalación y/o cambio de altura libre de cruce de calle	PT-OM-BT-46-1
Instalación o cambio de pilar prefabricado	PT-OM-BT-47-1
Construcción e Instalación de acometida con más de un medidor	PT-OM-BT-48-1
Corte de Servicio por deuda	PT-OM-BT-49-1
Corte de servicio con retiro de conexión	PT-OM-BT-50-1
Patrullaje y retiro de conexiones clandestinas	PT-OM-BT-51-1
Detección de Irregularidades en sistema de medición monofásico	PT-OM-BT-52-1
Detección de Irregularidades en sistema de medición trifásico	PT-OM-BT-53-1
Detección de conexión clandestina en red aérea	PT-OM-BT-54-1
Cambio de Fase en Acometida	PT-OM-BT-55-1
Control de la puesta a tierra de Acometidas	PT-OM-BT-56-1
Detección de fallas de aislamiento en acometidas	PT-OM-BT-57-1
Gestión Plan Estratégico Cooperativo	PT-ADM-01-1
Representación de la Empresa ante Entidades de Control y Regulación	PT-ADM-02-1
Seguimiento a la Regulación	PT-ADM-03-1
Gestión de Seguros	PT-ADM-04-1
Gestión de Deuda	PT-ADM-05-1
Formulación, Suscripción y Desarrollo de Planes y Programas de Mejoramiento	PT-ADM-06-1
Administración del Riesgo	PT-ADM-07-1
Auditorías Internas	PT-ADM-08-1
Administración del Proceso Contractual	PT-ADM-09-1
Atención de Acciones Jurídicas y Demandas	PT-ADM-10-1
Acciones de Cobro	PT-ADM-11-1
Atención Jurídica de Reclamos por Datos	PT-ADM-12-1



Consejo de Administración	PT-ADM-13-1
Asamblea General de Asociados	PT-ADM-14-1
Atención al Cliente	PT-ADM-15-1
Solicitud de Servicios Provisionales	PT-ADM-16-1
Solicitud de Conexión del Servicio de Energía	PT-ADM-17-1
Encuesta de Satisfacción al Usuario	PT-ADM-18-1
Detección de Anomalías e Irregularidades	PT-ADM-19-1
Administrativo de Recuperación de Energía	PT-ADM-20-1
Normalización de Usuarios	PT-ADM-21-1
Determinación de Consumos y Reparto de Facturas	PT-ADM-22-1
Liquidación de la Factura de Servicio	PT-ADM-23-1
Administración de Base de Datos de Usuarios	PT-ADM-24-1
Gestión Social	PT-ADM-25-1
Gestión de Recaudo a Usuarios Morosos	PT-ADM-26-1
Suspensión y Reconexión del Servicio	PT-ADM-27-1
Gestión de Contratos de Energía	PT-ADM-28-1
Selección de Proveedores	PT-ADM-29-1
Evaluación y Reevaluación de Proveedores	PT-ADM-30-1
Planeamiento de Proyectos de Inversión	PT-ADM-31-1
Reporte de Eventos	PT-ADM-32-1
Suministro de Bienes y/o Servicios	PT-ADM-33-1
Administración de Bienes Inmuebles	PT-ADM-34-1
Administración de Materiales de Almacén	PT-ADM-35-1
Planificación del Sistema de Gestión Integral	PT-ADM-36-1
Revisión del Sistema de Gestión Integral	PT-ADM-37-1

Tabla 7.1 Clasificación y Codificación de Procedimientos de Trabajos

NOTA: Descripción de la Codificación establecida por el Autor para el archivo de Procedimientos de Trabajo: PT-OM-MT-01-1

PT: Tipo de Documento (PT: Procedimiento de Trabajo).

OM: Tipo de Actividad (OM: Operación y Mantenimiento).

MT: Tipo de Trabajo/Sector (MT: Media Tensión).

01: Numeración consecutiva asignada para clasificación y ordenamiento de los documentos.

1: Versión del documento.

A modo de ejemplo, en el ANEXO VIII, se muestra una parte de un Procedimiento de Trabajo para la actividad de Operación y Mantenimiento de Redes. Es necesario recordar que los mismos deberán ser adaptados a los trabajos específicos ejecutados por la Cooperativa y que se deberán documentar los cambios efectuados en cada uno de los documentos.



Cabe destacar, que para lograr implementar dichos Procedimientos se requiere una clara definición de los Rangos de Jerarquía entre los distintos niveles de la organización, de los Puestos de Trabajos y de las Responsabilidades asociadas a cada uno de los mismos. Este comentario se realiza debido a que actualmente en la Cooperativa dichos requerimientos no se encuentran alcanzados satisfactoriamente, y por lo tanto, constituyen aspectos a revisar por parte de la organización.

Resultados Esperados:

Con el establecimiento e implementación de los Procedimientos de Trabajo, se esperan alcanzar los siguientes resultados:

- ✓ Lograr una estandarización de las tareas involucradas en cada una de las diferentes actividades de la prestación del servicio, de manera que cada empleado realice de manera correcta las mismas (adquiriendo conocimientos sobre el modo de llevarlas a cabo, la secuencia de las operaciones, etc.) y en tiempos similares.

Con esto se desea optimizar y reducir los tiempos de operación, con el objetivo de lograr una mayor disponibilidad de los mismos para realizar otras actividades, como por ejemplo, capacitaciones, mantenimientos preventivos, nuevas obras, etc.

- ✓ Lograr una asignación eficiente del número de personal y recursos necesarios según el tipo de actividad a desarrollar.
- ✓ Reducir el número de errores humanos asociados a cada actividad, que pudiesen ocasionar perjuicios tanto para la empresa como para los usuarios del servicio, y de esta manera, evitar costos innecesarios de tiempo y de dinero para solucionar los mismos.
- ✓ Incrementar la Seguridad en el Trabajo durante el desarrollo de las diferentes actividades.

Respecto del interrogante sobre la existencia de mecanismos para el control y seguimiento de las actividades desarrolladas por el personal en relación al suministro del servicio, se constató, mediante las observaciones in situ de los trabajos efectuados y entrevistas a los empleados de las diferentes áreas de la Cooperativa, la inexistencia de herramientas para alcanzar dichos fines.



Propuesta:

Teniendo en cuenta la situación expresada en el párrafo anterior, se plantea la propuesta de crear una Planilla para el Registro de la Actividad Diaria (ver, a modo de ejemplo, el modelo elaborado por el autor en el ANEXO IX), la cuál será entregada a cada empleado de la organización con el fin de que éste realice diariamente el correcto llenado de la misma, respetando cada campo de información requerido.

De forma complementaria, se propone crear un programa informático que sirva de soporte para la información generada a partir de las Planillas de Actividades Diarias. Para la operación de dicho programa, será necesario que una persona de la empresa se encargue de la carga diaria de los datos registrados y de la realización de informes de seguimiento de las actividades.

Resultados Esperados:

La implementación de las Planillas de Actividades Diarias junto con el programa informático de soporte de la información, tiene por objetivo crear herramientas que permitan a la Cooperativa contar con un mayor control de la mano de obra empleada y un seguimiento en el tiempo de la misma, con la finalidad de lograr un mayor grado de eficiencia en su utilización.

Dichas herramientas permitirán, por nombrar un ejemplo, evaluar y comparar los tiempos reales de ejecución de las distintas operaciones con los tiempos estándares definidos mediante la aplicación de los Procedimientos de Trabajos, detectando si existen similitudes entre los mismos o desviaciones respecto a lo estipulado. En caso de que ocurra lo segundo, mediante lo descrito en las Planillas de Registro, se analizarán las causas de dichas desviaciones y las soluciones posibles a las mismas para corregir en futuros trabajos.

Por otra parte, tal como se había mencionado en el quinto capítulo del presente Proyecto Integrador, la Cooperativa no cuenta con mecanismos que le permitan conocer el grado de distribución de la actividad prestada en zonas urbanas o rurales, y por lo tanto, para la declaración de las tarifas al ERSEP asigna la totalidad de la misma a la zona urbana (con la desventaja de que una gran parte de sus usuarios corresponden a áreas rurales y el suministro en dichas zonas representa costos monetarios más elevados que los reconocidos para las áreas urbanas).

Teniendo en cuenta lo anteriormente descrito, otro de los resultados esperados con la implementación de las Planillas de Registro de Actividad, es la creación de mecanismos que permitan estimar dicha distribución de asignaciones mediante la introducción en las Planillas de campos de información que permitan



diferenciar los trabajos efectuados en zonas urbanas de los realizados en zonas rurales.

7.1.2 Planificación de las Actividades

A partir de las diferentes visitas, entrevistas y análisis efectuados in situ, a cerca de la manera actual de brindar el servicio de distribución de la energía eléctrica por parte de la Cooperativa, se pudo observar que durante el desarrollo cotidiano de la prestación, principalmente en el área de la organización que realiza trabajos directamente relacionados con la operación y mantenimiento de las redes eléctricas, determinadas tareas son designadas y llevadas a cabo sin evidenciar responder a una planificación previa que tenga en cuenta una óptima utilización de los recursos empleados en ellas.

Las tareas a las cuales se hace referencia en el párrafo anterior, surgen por lo general como consecuencia de las siguientes situaciones:

- Cuando ocurre la finalización de las tareas previstas para una determinada jornada de trabajo y se deben asignar nuevas actividades.
- Luego del restablecimiento de fallas en el servicio, las cuales deben ser intervenidas con urgencia mediante la acción de una determinada de cuadrilla de operarios.

Propuesta:

Conforme a la problemática descrita, se propone que la Cooperativa comience a realizar una planificación de las actividades involucradas en la prestación del servicio para cada una de las áreas de la organización, esencialmente en el área donde se efectúan trabajos sobre las redes eléctricas (la cual tiene relación directa con el Centro de Costos de Operación y Mantenimiento).

Dicha planificación debe establecerse para un determinado horizonte de tiempo (semanal, mensual u otro) y debe contemplar las diferentes situaciones que puedan presentarse, tales como las planteadas anteriormente u otras, durante su elaboración.

A continuación se muestra una planificación de las actividades para el área de Operación y Mantenimiento de Redes, definida por el autor, la cual tiene como fin constituir un puntapié en la implementación de la propuesta.

Para desarrollar la planificación, lo primero que se realizó fue definir el tipo y número de tareas necesarias a efectuar de forma mensual para brindar el servicio, teniendo en cuenta la totalidad de los bienes librados al servicio que posee la



empresa y un factor de operación mensual (definido por el Asesor Técnico de la Cooperativa). De forma complementaria, se definió el número de operarios necesarios para realizar cada tipo de actividad y el tiempo operativo total de cada trabajo en días y horas¹¹ (de acuerdo a especificaciones brindadas por Asesor Técnico y Jefe de Oficina Técnica de la Cooperativa).

Una vez definido lo anterior, se formaron cuatro Equipos de Trabajo de acuerdo al personal disponible y se elaboró, para cada uno de los mismos, un Diagrama de Gantt con las actividades a realizar de forma mensual (NOTA: la cantidad de días mensuales tomados fueron 22, establecidos como un promedio de la cantidad de días laborales de cada mes del año).

DESCRIPCION DE LOS BIENES LIBRADOS AL SERVICIO	TOTALES	UNIDAD
LINEAS MEDIA TENSION	87,00	Km
LINEAS DE BAJA TENSION	95,00	Km
SUBESTACIONES TRANSFORMADORAS	112,00	un
ACOMETIDAS	2376,00	un
ARTEFACTOS ALUMBRADO PUBLICO	750,00	un

Tabla 7.2 Totalidad de Bienes Librados al Servicio

DÍAS LABORALES DEL MES	TOTAL HORAS LABORALES DÍA	TOTAL HORAS LABORALES MES
22	7	154

Tabla 7.3 Días y Horas Laborales de forma Mensual

EQUIPOS DE TRABAJO	
Nº	INTEGRANTES
1	MOLINA, Christian
	SCHWESIG, Gerardo
2	BENEGAS, Pedro
	MERINO, Juan
3	NIEVAS, Pedro
	MURUA, Antonio
4	OVIEDO, Carlos
	MURUA, Roque
	LOPEZ, Eduardo
OF. TÉCNICA	SOSA, Fernando
JEFE DE REDES	OVIEDO, José

Tabla 7.4 Equipos de Trabajo – Planificación de Actividades

¹¹ Jornada Laboral de la Empresa: Lunes a Viernes de 07:00 a.m. a 13:00 p.m.

ESTUDIO DE LOS COSTOS INCURRIDOS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE UNA COOPERATIVA



	ACTIVIDADES	FACTOR	CANT. ANUALES	CANTIDAD POR MES	CANT. OPERARIOS	DÍAS POR MES	HORAS POR MES
EQUIPO Nº 1	TOMA ESTADO DE MEDIDORES	1	2376	2376	2,00	5,00	35,00
	TAREAS VARIAS (OFICINA TÉCNICA)				2,00	16,00	112,00
	CAPACITACIÓN			1,00	2,00	1,00	7,00
						22,00	154,00

Tabla 7.5 Equipo Nº 1 – Planificación de Actividades

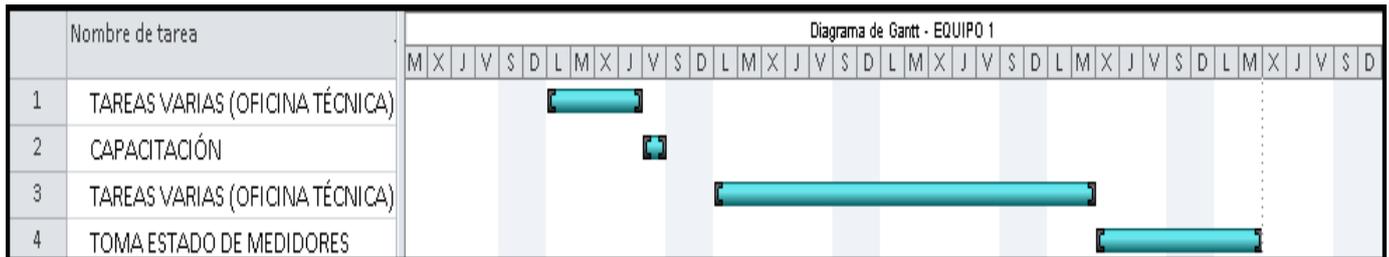


Figura 7.1 Equipo Nº 1 – Diagrama de Gantt Actividades

	FACTOR	ANUALES	ACTIVIDADES	CANTIDAD POR MES	CANT. OPERARIOS	DÍAS POR MES	HORAS POR MES
EQUIPO Nº 2	1	87 Km	INSPECCIÓN LÍNEAS MEDIA TENSIÓN	7,3	2,00	3,00	21,00
	1	95 Km	INSPECCIÓN LÍNEAS BAJA TENSIÓN	7,9	2,00	3,00	21,00
	1	112	INSPECCIÓN SUBESTACIONES	9	2,00	2,00	14,00
	1	2376	INSPECCIÓN ACOMETIDAS	198,0	2,00	5,00	35,00
	1	750	INSPECCIÓN ARTEFACTOS ALUMBRADO PÚBLICO	63	2,00	3,00	21,00
	0,06	143	CORTES POR FALTA DE PAGO	12	2,00	2,00	14,00
	0,06	131	REHABILITACIONES Y RECONEXIONES	11	2,00	1,00	7,00
	0,03	59	CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	5,0	2,00	1,00	7,00
			LIMPIEZA DEPÓSITO	1	2,00	0,50	3,50
			CAPACITACIÓN	1	2,00	1,00	7,00
			CONTROL EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	1	2,00	0,50	3,50
					22,00	154,00	

Tabla 7.6 Equipo Nº 2 – Planificación de Actividades

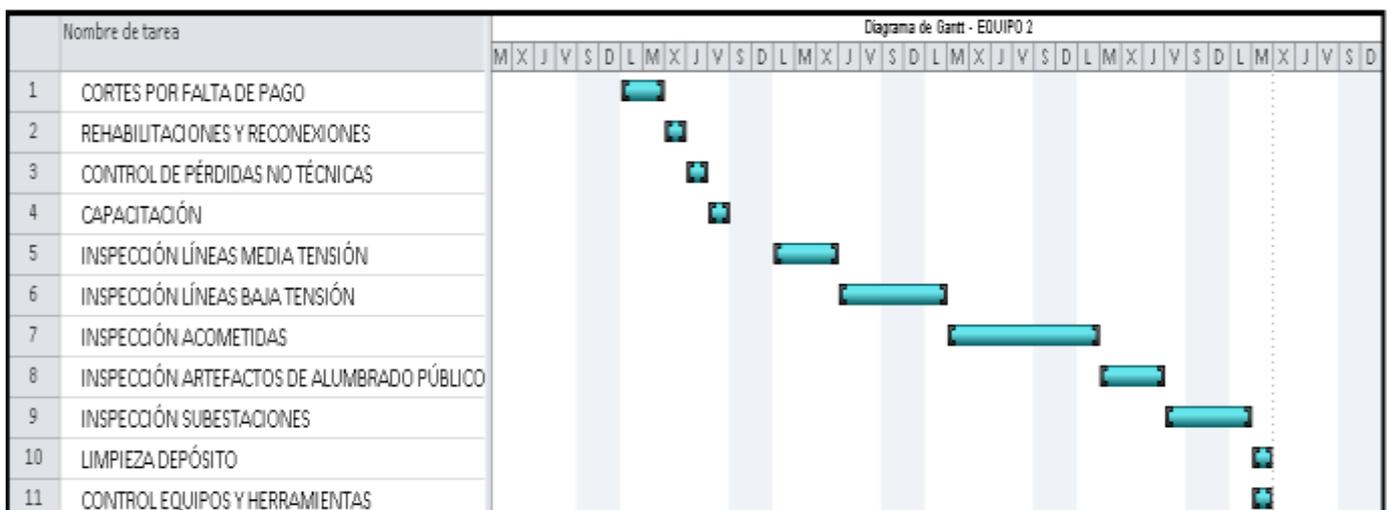


Figura 7.2 Equipo Nº 2 – Diagrama de Gantt Actividades

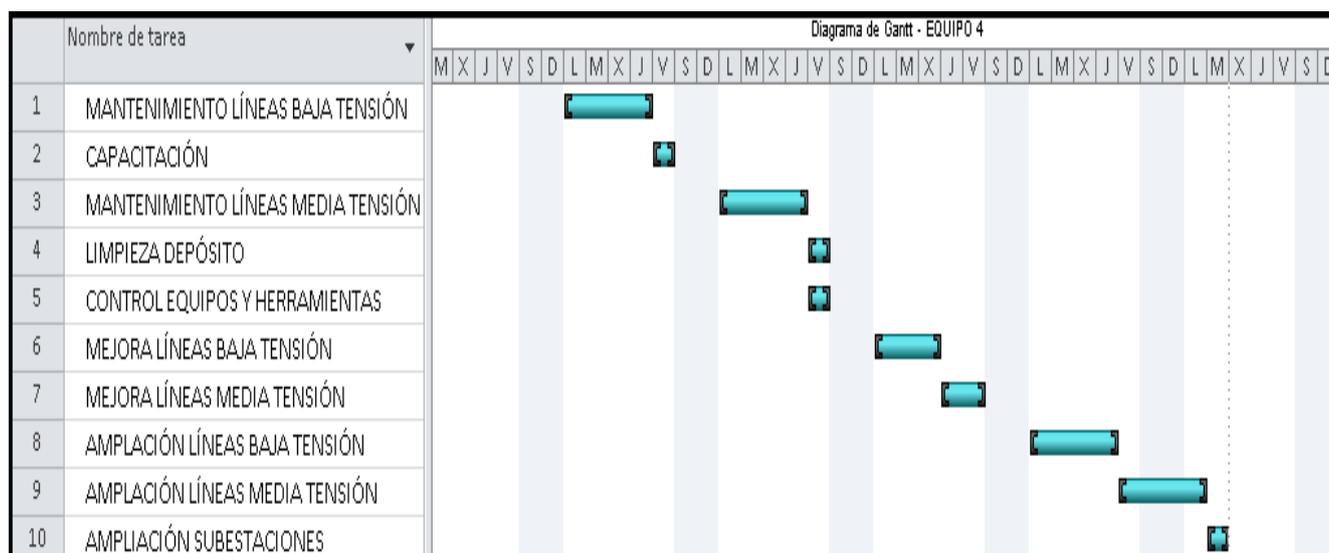


Figura 7.4 Equipo N° 4 – Diagrama de Gantt Actividades

Algunas consideraciones respecto de la planificación de actividades planteada:

- Los jefes tanto de Oficina Técnica como de Redes no se incluyen en ningún equipo en particular, debido a que los mismos brindan soporte a cada uno de los mismos.
- El orden de algunas de las actividades puede variar y de otras no (como por ejemplo la toma de estado a medidores que siempre se realiza a fin de mes).
- Las actividades de capacitación, limpieza de depósito y control de equipos y herramientas, en caso de ser posible, deberían ser movibles dentro de la planificación, de manera que en aquellos días del mes que llueva y no se puede operar, las mismas sean ejecutadas.
- La planificación (diagramas de Gantt) debe estar visible, en pizarras por ejemplo, de manera que estén a la vista de los operarios. Por otra parte, se debe capacitar al personal respecto del tema, y se debe mantener siempre actualizada las tareas y planes de acción.

Resultados Esperados:

La propuesta de comenzar a realizar una planificación de las actividades tiene por objetivo lograr una mejor utilización de todos los recursos empleados para la ejecución de las mismas, ya sea la mano de obra del personal, la utilización de las unidades vehiculares, el tiempo de trabajo asociado a cada operación, etc.

Por su parte, conseguir una mejor utilización de dichos recursos implica alcanzar un mayor grado de eficiencia en las operaciones realizadas, y por consiguiente, una optimización de los costos incurridos. A continuación se brinda un ejemplo con el fin de explicar lo descripto:



Actualmente, cuando ocurre que un equipo de operarios culmina los trabajos que se les han encomendado para su jornada de trabajo, los mismos regresan a la central de la Cooperativa para consultar a sus superiores con que actividad deben seguir y proveerse de los elementos necesarios para cumplir con la misma.

Tal como se puede apreciar, lo anterior implica un desplazamiento de los vehículos (gastos de combustible) y un determinado tiempo que podría ser utilizado en la ejecución de otra actividad. Esto cobra mayor importancia en las ocasiones que los trabajos son efectuados en zonas rurales alejadas.

Con la planificación de las actividades se busca evitar situaciones como la mencionada en el ejemplo, previendo actividades complementarias a realizarse en caso de que ocurran. A su vez, cuando se lleven a cabo tareas en zonas alejadas, las mismas deberían planificarse de forma que se ejecuten la mayor cantidad de trabajos posibles (aprovechando el viaje a dichos lugares).

7.1.3 Mantenimiento Preventivo

A través del Estudio de la Actividad por Centros de Costos, realizado en el capítulo anterior del presente Proyecto Integrador, se puede observar que donde se generan los mayores costos para brindar el servicio eléctrico por parte de la Cooperativa es en el Centro de Operación y Mantenimiento. En el mismo, las dos Cuentas que representan los mayores montos de dinero incurridos son las de Mano de Obra y Materiales Eléctricos. En esta sección se analizará con mayor profundidad la segunda de ellas.

Dentro de la Cuenta de Materiales Eléctricos, tal como su nombre lo indica, se incluyen las sumas de dinero erogadas en la compra de materiales eléctricos para el mantenimiento de todo el sistema de distribución eléctrico, las conexiones y reconexiones del servicio, la realización de obras nuevas, etc. Cabe mencionar, como ya se ha aclarado anteriormente, que los montos de dinero incurridos en materiales utilizados para obras nuevas deben ser considerados como inversiones y no como costos, debiéndose descontar los mismos del Valor Total de dicha Cuenta.

Al revisar con mayor detenimiento la Cuenta N° 410 de Materiales Eléctricos (ver Anexo VII; Tabla VII.2), se puede observar que las sumas de dinero más relevantes corresponden a los distintos mantenimientos efectuados sobre los componentes del sistema de distribución de energía eléctrica, especialmente en las Subestaciones eléctricas.

Para profundizar el análisis, a continuación se muestra una tabla donde se detallan los materiales utilizados en el mantenimiento de las Subestaciones y sus respectivos costos monetarios:



MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES			
Material Eléctrico	Detalle	Monto [\$]	Monto Total [\$]
Transformador	Transformadores Trifásicos y Monofásicos	\$ 419.971,50	\$ 460.000,35
Capacitor	Capacitores Trifásicos y Monofásicos	\$ 16.373,90	
Seccionadores	Seccionadores varios	\$ 14.587,25	
Cruceta	Cruceta de Madera	\$ 3.341,81	
Cable	Cable de Cobre Forrado y Preensamblado (Secciones Varias)	\$ 2.656,98	
Varios	Bulón, Grampa, Tilla, Ojal, Mordaza, Ménsula, etc.	\$ 1.731,82	
Morseto	Morseto varios	\$ 962,33	
Descargador	Descargador 15KV/10KA	\$ 240,00	
Jabalina	Jabalina de Cobre-Hierro	\$ 134,76	

Tabla 7.9 Mantenimiento de Subestaciones

A partir de lo expuesto en la tabla, se puede visualizar que los componentes eléctricos de mayor relevancia, en relación a los costos monetarios incurridos para realizar el mantenimiento de las Subestaciones, son los transformadores eléctricos. Por lo tanto, para optimizar la utilización de los mismos de manera de reducir los costos totales de la prestación del servicio, esto conduce a plantear interrogantes como los que se expresan a continuación:

- ¿Cuáles son las causas que originan la rotura de los transformadores?
- ¿Podría disminuirse el número total de reposiciones de transformadores por fallas de los mismos?
- ¿Qué acciones podrían desarrollarse para elevar la vida útil de éstos?

Estos planteos deberían realizarse para cada uno de los materiales eléctricos empleados por la Cooperativa para el mantenimiento del sistema de distribución eléctrico, centrando mayor importancia en aquellos que representen costos más elevados que el resto.

Para responder a lo planteado respecto de los transformadores, lo cual podría extenderse para el resto de los componentes eléctricos, se hizo un análisis de las posibles causas que podrían ocasionar el gran recambio de los materiales por fallas en los mismos.

Como resultado de dicho análisis se puede remarcar que actualmente solo se efectúa un mantenimiento correctivo del sistema eléctrico, es decir, se corrigen los defectos encontrados en los diferentes equipos luego de que ocurra una falla o avería, sin desarrollar acciones que tengan como objetivo evitar a la misma o



extender en el tiempo la aparición de ella. Por lo tanto, esto representa un aspecto importante a trabajar por parte de la Cooperativa.

Propuesta:

De acuerdo al análisis realizado acerca de los costos incurridos en materiales eléctricos por parte de la Cooperativa y de la manera actual de ejecutar los mantenimientos a los distintos equipos y componentes del sistema de distribución eléctrico, se propone que se comiencen a desarrollar de manera regular tareas de mantenimiento preventivo, es decir, acciones destinadas a la conservación de los equipos e instalaciones mediante revisiones de distintos parámetros y reparaciones que garanticen el buen funcionamiento de los mismos y prevenir el surgimiento de averías.

Cabe recordar que anteriormente se planteó a modo de propuesta el establecimiento de Procedimientos de Trabajo y la elaboración de una Planificación de las Actividades cuyos frutos a alcanzar serían una mejor utilización de los recursos empleados en las distintas operaciones, y por consiguiente, una mayor disponibilidad de tiempo para la realización de otras actividades. Teniendo en cuenta lo anterior, las distintas acciones de mantenimiento preventivo se podrían programar de manera de utilizar y aprovechar dicho tiempo.

A continuación se nombran algunas acciones que podrían realizarse para llevar adelante el mantenimiento preventivo de los transformadores eléctricos (componente más significativo en cuanto a costos incurridos por la Cooperativa):

- Realizar periódicamente un análisis físico-químico del aceite aislante del transformador para determinar si está en condiciones para seguir operando o requiere un cambio total del mismo;
- Hacer periódicamente un control y verificación física de las partes exteriores del transformador para evitar que hayan fugas en las juntas, válvulas, empaques, etc.
- Realizar revisiones termográficas para el control de los parámetros de temperatura;
- Efectuar periódicamente una actualización de cargas para verificar que el transformador este dentro del rango de cargas a alimentar;
- Etc.

Tal como se mencionó anteriormente, las diferentes acciones preventivas deben desarrollarse para cada uno de los componentes eléctricos del sistema asignando prioridades de acuerdo a la importancia, desde el punto de vista operativo y de costos incurridos, de los mismos.



Resultados Esperados:

La realización periódica de acciones de mantenimiento preventivo sobre el sistema de distribución eléctrico de la Cooperativa tiene por objetivo alcanzar, entre otros, los siguientes resultados:

- ✓ Aumentar la vida útil de los componentes eléctricos, de manera de minimizar los recambios¹² por fallas en los mismos, con el fin de optimizar los costos totales incurridos para el suministro del servicio.
- ✓ Reducir los tiempos empleados para solucionar problemas surgidos como consecuencia de fallos en los equipos y su posterior preparación para restablecer el funcionamiento, desarrollando acciones que puedan prevenir su ocurrencia.
- ✓ Aumentar la eficiencia tanto de los equipos eléctricos empleados en la prestación como la del servicio brindado (satisfacción del cliente), evitando cortes de luz por fallos en los mismos.

7.1.4 Reducción de Pérdidas Energéticas

En el Estudio de la Actividad por Centros de Costos realizado en el capítulo anterior, el Centro de Costos de Abastecimiento se dividía en las Cuentas Compra de Energía y Potencia (Nº 100) y Pérdidas de Energía (Nº 110). A continuación se analizará con mayor profundidad la última nombrada.

Las pérdidas de energía eléctrica, es decir, la energía comprada por la distribuidora menos la energía vendida a los consumidores, pueden representar costos significativos para las empresas distribuidoras si las mismas no son tenidas en cuenta y mantenidas dentro de ciertos rangos admisibles.

Es importante recordar que las pérdidas de energía eléctrica no pueden ser disminuidas por completo, ya que en el proceso donde se conduce la energía desde las plantas generadoras hasta el cliente final, hay pérdidas físicas por calentamiento en los conductores y otras en los núcleos ferromagnéticos de los transformadores, por lo que pueden disminuirse pero no ser eliminadas.

De acuerdo a lo analizado en el Estudio por Centros de Costos, el porcentaje promedio de pérdidas de energía eléctrica del sistema de distribución de la

¹² Aclaración: al ocurrir fallas en los componentes eléctricos, algunos deben ser reemplazados siendo inutilizables posteriormente mientras que otros pueden recuperarse, pero para ello se requiere incurrir en costos significativos para lograrlo.



Cooperativa, para el período estudiado, es del 12,23 [%/año]. Un porcentaje aceptable de pérdidas de energía eléctrica, de acuerdo a opinión de expertos en el tema, es del 8 - 9 [%/año]. Por lo tanto, la organización deberá aplicar distintos métodos para reducir las pérdidas si desea optimizar sus costos de prestación del servicio y mejorar su rentabilidad.

Propuestas:

Teniendo en cuenta la situación actual de la Cooperativa respecto de los porcentajes de pérdidas de energía eléctrica, a continuación se plantean distintas alternativas que se podrían aplicar con el fin de reducir las mismas. Para ello, es importante tener en cuenta la explicación teórica sobre los tipos de pérdidas, descrita en el cuarto capítulo del presente Proyecto (Ver Sección 4.2.2.1), de manera de comprender mejor como tratarlas.

Las pérdidas no técnicas constituyen el componente que se debe atacar primero, ya que inicialmente es el menos costoso y debido a que su tratamiento no solo disminuirá las pérdidas totales de energía, sino que aumentará la calidad del servicio y la imagen de la Cooperativa. Además, también permitirá reducir costos de comercialización asociados con éstas, como por ejemplo la mano de obra utilizada en el control de pérdidas no técnicas.

A continuación se mencionan algunas alternativas para la reducción de las mismas:

- ✓ Reingeniería de procesos para reducir las pérdidas debidas a aspectos administrativos y comerciales.
- ✓ Revisión completa de los abonados, siguiendo rutas preestablecidas, para evitar pérdidas por conexiones ilegales y fraudes.
- ✓ Instalación de medidores en cajas anti hurto con el objetivo de evitar que sean intervenidos.
- ✓ Instalación de conductores anti hurto para evitar las conexiones clandestinas.
- ✓ Asesorar en el uso racional de la energía a fin de lograr que el cliente una vez ingresado modere sus consumos, evitando así abonar abultadas facturas con las posibles consecuencias de suspensiones de servicios, avisos de corte, etc.

Respecto de las pérdidas técnicas de energía, a continuación se nombran algunos métodos de reducción de las mismas:



- Rotación de Transformadores: los transformadores de distribución pueden hasta duplicar su porcentaje de pérdidas si operan con cargas muy bajas o muy altas. La rotación permite reubicar los transformadores subutilizados o sobreutilizados a fin de que trabajen dentro de la curva de eficiencia.

Esta curva define que la eficiencia en un transformador es máxima cuando la utilización de su capacidad nominal está entre un 50% y 70%, esto es, que el transformador es menos eficiente si se carga a menos de la mitad de su capacidad o más allá del 70% de su capacidad nominal.

Para tal efecto se deberán realizar mediciones en los transformadores de distribución a fin de determinar el factor de utilización y proceder a rotarlos en caso de ser necesario.

- Cambio de Conductor: Al realizar el cambio de conductor se varía la resistencia del mismo, de manera que se tendría una disminución de pérdidas por Efecto Joule (I^2R) con un aumento en la sección del conductor (menor resistencia).

La aplicación de esta alternativa es principalmente beneficiosa en zonas urbanas de alta densidad de corriente eléctrica. Se deberán utilizar conductores pre ensamblados de la mayor sección posible, ya que las estructuras mecánicas que soportan los cables de la Cooperativa son similares tanto para conductores de 25 mm² como otros de mayor sección.

Es importante señalar, respecto de esta propuesta, que en algunas ocasiones resulta más beneficioso (hablando en términos económicos) el no cambiar el conductor, debido a que la recuperación de energía es mínima comparada con la inversión necesaria, la cual no se recuperaría de manera inmediata sino a largo plazo.

- Control/Corrección del Factor de Potencia: la Cooperativa deberá controlar adecuadamente el factor de potencia (COS FI) de cada uno de los usuarios desde la acometida, logrando con su mejora minimizar las pérdidas de energía.

A continuación, a modo de ejemplo práctico, se analizará el impacto de las propuestas planteadas para la reducción de pérdidas técnicas de energía en una de las Subestaciones Transformadoras de Distribución que posee la Cooperativa. Para ello, se simularán mediante un programa Excel los datos proporcionados por la empresa (contando con la ayuda del Asesor Técnico).

Las características actuales que presenta dicha Subestación, son las que se exponen en el siguiente cuadro:



ANÁLISIS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA UNA SUB ESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN - COOPERATIVA DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS DE NONO												
SITUACIÓN ACTUAL - TRANSFORMADOR 100 [KVA]												
SECCIÓN	I adm	R [Ohm/Km]	X [Ohm/Km]	LONGITUD [m]	COS FI	KVA MAX CONTRATADO	KW PÉRDIDAS	KW CONTRATADO	% PÉRDIDA POTENCIA	KWH PÉRDIDA	KWH CONTRATADO	% PÉRDIDA ENERGÍA
AL 35	160	0,952	0,2774	414	0,8	20,625	0,7089	16,5	4,30%	153,1138	3564	
CABLE 3X35+1X50	96	1,01	0,0965	1149	0,8	51,21875	4,913	40,975	11,99%	1061,208	8850,6	
						71,84375		57,475		1214,322	12414,6	9,78%

Tabla 7.10 Análisis Pérdidas Energéticas – Situación Actual

Del cuadro anterior, se puede observar que la Cooperativa utiliza en la Subestación dos tipos de cables: AL 35 (cable monofásico de sección 35 mm²) y 3x35+1x50 (cable trifásico de sección 35 mm²) y un transformador de 100 KVA (de acuerdo a KVA MAX CONTRATADO). El factor de potencia (COS FI) es de 0,8, lo que arroja como resultado, con esta configuración, un porcentaje de pérdida de 9,78 [%/mes]¹³.

La primera acción a ejecutarse, con el propósito de cambiar la situación actual, es la corrección del Factor de Potencia a un valor deseado de 0,98. Para ello, será necesario el empleo de capacitores. A continuación se muestran los resultados que se obtendrían a raíz de la acción:

CASO 1 - MEJORA COSENO FI - TRANSFORMADOR 63 [KVA]												
SECCIÓN	I adm	R [Ohm/Km]	X [Ohm/Km]	LONGITUD [m]	COS FI	KVA MAX CONTRATADO	KW PÉRDIDAS	KW CONTRATADO	% PÉRDIDA POTENCIA	KWH PÉRDIDA	KWH CONTRATADO	% PÉRDIDA ENERGÍA
AL 35	160	0,952	0,2774	414	0,98	16,836735	0,4724	16,5	2,86%	102,0341	3564	
CABLE 3X35+1X50	96	1,01	0,0965	1149	0,98	41,811224	3,273	40,975	7,99%	706,968	8850,6	
						58,647959		57,475		809,0021	12414,6	6,52%

Tabla 7.11 Análisis Pérdidas Energéticas – Mejora Factor de Potencia

Como se puede observar, la mejora del Factor de Potencia de un valor de COS FI = 0,8 a otro de COS FI = 0,98 se manifiesta en una reducción del porcentaje de pérdidas energéticas de 9,78 [%/mes] a 6,52 [%/mes]. A su vez, la mejora del COSI FI implica un número menor de KVA MAX CONTRATADOS (71,84 vs. 58,64), pudiendo suministrarse los mismos a los usuarios mediante un transformador menor de 63 [KVA] (menores costos y menor inversión).

¹³ Para el cálculo de pérdidas energéticas, deben considerarse las horas mensuales: 24 [h] x 30 [d] = 720 [h/mes], y se debe multiplicar las mismas por un factor de carga máxima, que para este ejemplo es de 0,3 (30% del tiempo utiliza demanda máxima). Entonces las horas mensuales resultantes son las siguientes: 720 [h/mes] x 0,3 = 216 [h/mes].



La segunda acción, es el cambio de los conductores actuales por otro de mayor sección (menor Resistencia). El conductor seleccionado para el cambio es un cable trifásico de 3x95+1x50 (sección 95 mm²).

La elección de dicho cable surge de considerar un análisis de beneficio-costo, para lo cual se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros:

CASO DE ANÁLISIS - CAMBIO DE CONDUCTOR		
MAGNITUDES	VALOR	UNIDAD
CORRIENTE	76	A
LONGITUD	1,563	Km
COS FI	0,98	
FACTOR DE CARGA	0,3	
POTENCIA MAX CONTRATADA	57,475	KW
ENERGÍA TRANSPORTADA	12414,6	KWHmes
TARIFA	0,2112	\$/ KWH
SUBSIDIO ESTADO NACIONAL	0,3	\$/ KWH

Tabla 7.12 Análisis Pérdidas Energéticas – Magnitudes Cambio de Conductor

Consideraciones:

- Se toma como valor de corriente 76 [A], ya que es la máxima corriente que puede circular por el cable de menor sección considerado en el análisis comparativo (3x25+1x50).
- En la tarifa total se incluye el subsidio del Estado Nacional, debido a la posibilidad de la quita de ese beneficio a la Cooperativa.
- Fórmula Pérdidas de Energía (Trifásico) = $3 \times I^2 \times R \times \text{Longitud Cable}$

Análisis Beneficio-Costo:

SECCIÓN	COSTO	I adm	R [Ohm/Km]	X [Ohm/Km]	KW PERDIDAS	KWH PÉRDIDAS	% PÉRDIDA ENERGÍA
CABLE 3X25+1X50	\$ 27,07	76	1,39	0,0973	37,646	8131,60	65,50%
CABLE 3X35+1X50	\$ 39,96	96	1,01	0,0965	27,355	5908,57	47,59%
CABLE 3X50+1X50	\$ 49,44	117	0,744	0,0931	20,150	4352,45	35,06%
CABLE 3X70+1X50	\$ 72,63	152	0,514	0,0915	13,921	3006,94	24,22%
CABLE 3X95+1X50	\$ 97,15	190	0,372	0,0891	10,075	2176,23	17,53%

Tabla 7.13 Análisis Pérdidas Energéticas – Comparativo Cables (Beneficio-Costo)

ESTUDIO DE LOS COSTOS INCURRIDOS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE UNA COOPERATIVA



SECCIÓN	COSTO	COSTO DE LAS PÉRDIDAS				COMPARACIÓN VS 95 MM2			
		BÁSICO	SUBSIDIO	TOTAL MES	TOTAL AÑO	COSTO CABLE	DIF COSTO CABLE	COSTO ENERGÍA	AÑOS AMORTIZACIÓN
CABLE 3X25+1X50	\$ 27,07	\$ 1.717,39	\$ 2.439,48	\$ 4.156,87	\$ 49.882,48	\$ 42.310,73	\$ 109.542,03	\$ -36.532,64	3,00
CABLE 3X35+1X50	\$ 39,98	\$ 1.247,89	\$ 1.772,57	\$ 3.020,46	\$ 36.245,54	\$ 62.450,01	\$ 89.402,75	\$ -22.895,70	3,90
CABLE 3X50+1X50	\$ 49,44	\$ 919,24	\$ 1.305,74	\$ 2.224,97	\$ 26.699,69	\$ 77.273,91	\$ 74.578,85	\$ -13.349,84	5,59
CABLE 3X70+1X50	\$ 72,63	\$ 635,07	\$ 902,08	\$ 1.537,15	\$ 18.445,75	\$ 113.517,84	\$ 38.334,92	\$ -5.095,91	7,52
CABLE 3X95+1X50	\$ 97,15	\$ 459,62	\$ 652,87	\$ 1.112,49	\$ 13.349,84	\$ 151.852,76	\$ -	\$ -	

Tabla 7.14 Análisis Pérdidas Energéticas – Comparativo Cables (Beneficio-Costo)

En el análisis comparativo vs. 95 mm² no se incluye el cable monofásico AL 35, ya que en la realidad no podrían reemplazarse totalmente los conductores trifásicos por monofásicos (habría valores de corriente que estos cables no podrían soportar). Por otra parte, se puede ver que el conductor de 95 mm² se amortizaría en menos de diez años en relación a los otros conductores y los beneficios que se obtendrían respecto a reducción de pérdidas de energía serían notorios.

Volviendo al ejemplo planteado para la Subestación de Distribución analizada, los resultados que se conseguirían con la utilización del conductor de 95 mm² de sección serían los siguientes:

CASO 2 - CAMBIO DE CONDUCTOR: SECCIÓN 3X95+1X50 - TRANSFORMADOR 63 [KVA]												
SECCIÓN	I adm	R [Ohm/Km]	X [Ohm/Km]	LONGITUD [m]	COS FI	KVA MAX CONTRATADO	KW PÉRDIDAS	KW CONTRATADO	% PÉRDIDA POTENCIA	KWH PÉRDIDA	KWH CONTRATADO	% PÉRDIDA ENERGÍA
CABLE 3X95+1X50	190	0,372	0,0891	1563	0,98	58,64795918	1,236705	57,475	2,2%	267,12828	12414,6	2,15%
								57,475				

Tabla 7.15 Análisis Pérdidas Energéticas – Mejora Cambio de Conductor

Como se observa, el porcentaje promedio de pérdidas de energía eléctrica disminuiría a 2,15 [%/mes].

Tal como se puede apreciar, los métodos para reducir las pérdidas técnicas requieren de esfuerzos e inversiones relevantes, por lo cual la Cooperativa deberá analizar la puesta en práctica de los mismos, ya sea en las instalaciones actuales o en futuras ampliaciones y obras nuevas a desarrollar.

Los métodos de reducción de pérdidas de energía eléctrica, nombrados anteriormente, pueden complementarse con lo siguiente:

- ✓ Utilización de equipos más eficientes y tecnologías de última generación.



- ✓ Utilización de programas informáticos especializados, para el análisis y evaluación del sistema eléctrico de distribución.

Resultados Esperados:

Tener pérdidas de energía eléctrica significa económicamente para la Cooperativa:

- Disminución de ingresos por los consumos no facturados;
- Mayor pago en la compra de energía a las empresas proveedoras debido a los despilfarros de energía;
- Menor disponibilidad de capacidad instalada para brindar el servicio;
- Mayores costos en el mantenimiento de las redes eléctricas.

El objetivo de la aplicación de las distintas alternativas propuestas es la disminución del porcentaje de pérdidas energéticas a los valores aceptables, con el fin de mejorar la situación con respecto a cada uno de los aspectos anteriormente nombrados, y de esta manera, optimizar los Costos de Abastecimiento de energía eléctrica incurridos por la Cooperativa (mejorando su rentabilidad global).

7.1.5 Propuestas Generales

Las propuestas planteadas anteriormente tienen como objetivo final lograr una optimización de los costos más significativos, en términos de montos totales de dinero, asociados al suministro del servicio por parte de la empresa Distribuidora, y por lo tanto, las mismas deberán ser evaluadas y puestas en práctica en un plazo de tiempo no muy lejano.

En esta sección del capítulo se plantearán distintas acciones a desarrollar por la Cooperativa con el fin de tratar los costos incurridos en menores cuantías en relación a los montos totales, no por ello menos importantes, cuyas aplicaciones requieren de inversiones, esfuerzos y cambios de concepciones organizacionales importantes. Por esta razón, se proponen como desafíos futuros a ser llevados adelante por la organización.

Propuestas:

Respecto de los Costos Comerciales:

- Generar una cultura de cambio, tanto interna (organización) como externa (clientes), respecto de la forma de pago del servicio por parte de los



consumidores, de manera que los mismos formen el hábito de abonar sus cuentas eléctricas por herramientas de pago online (reduciendo los costos de mano de obra empleada en actividades de cobranza).

- De la mano de la propuesta anterior, que el proceso de cambio involucre el reemplazo de la factura impresa por una factura online, reduciendo de esta manera costos de papelería, de servicio de correspondencia para el envío de facturas, de mano de obra empleada en actividades de facturación, etc.
- Aumentar el número de operaciones bancarias online, evitando las pérdidas de tiempo y los viajes desde la Cooperativa hasta el Banco.
- Creación de planes especiales para los clientes con facilidades de pago de deudas acumuladas, buscando de esta manera reducir el número de deudores incobrables, de cortes de servicios, etc.
- Invertir en nuevas tecnologías de medición a distancia de los distintos parámetros eléctricos, a los efectos del control de la calidad del servicio y de la lectura remota de la energía y de la potencia consumida por cada usuario, con el propósito de evitar los costos asociados a la acción de toma de estado (mano de obra, utilización de vehículos, etc.).

La anterior propuesta cobra más importancia debido a que actualmente en la Provincia de Córdoba existe una empresa dedicada a la producción de este tipo de equipamientos (DISCAR S.A.).

Respecto de los Costos Administrativos:

- Invertir en herramientas informáticas que permitan agilizar los distintos procesos administrativos de la Cooperativa, logrando con la utilización de las mismas reducir los tiempos empleados por el personal en las diferentes tareas del área administrativa.
- Utilización de teleconferencias vía online en reuniones donde deban participar integrantes del Consejo de Administración, siempre y cuando la situación lo permita, con el propósito de evitar costos de combustible, de viáticos, etc.

Respecto de los Costos de Operación y Mantenimiento:

- Teniendo en cuenta que la mayor cantidad de fallas que originan Ordenes de Reclamos son producidas por problemas internos en las instalaciones de los usuarios provocando la actuación de los fusibles aéreos, el corte del suministro,



y por ende, la consecuente reposición del servicio por parte de los operarios, se propone:

La colocación de medidores electrónicos con limitación de demanda y con reposición automática en un lapso menor a un minuto; u otra solución más económica, como lo significa la colocación en los medidores de nuevas tapas de policarbonato con alojamiento de interruptores termomagnéticos con reposición manual por parte del usuario, y con indicadores luminosos que le permiten al mismo detectar la actuación de la protección.

Con la propuesta planteada, se busca reducir las intervenciones por parte del personal de Líneas Eléctricas de la empresa ante el tipo de falla descripto, reduciendo costos de mano de obra, vehículos y otros, empleados en la reposición del servicio. Su puesta en práctica es especialmente importante en las áreas de influencia más alejadas del centro operativo de la Cooperativa (implican mayores desplazamientos, y en consecuencia, mayores tiempos totales de operación).

- Realizar rutinas programadas de inspección y control de las condiciones de uso de los bienes empleados en tareas de operación y mantenimiento (herramientas, equipos, vehículos, etc.), dado que por las características de dichas actividades se encuentran más expuestos a factores que podrían ocasionar roturas de los mismos. Esto permitirá minimizar los costos de reparaciones (incluyendo repuestos) de los bienes del área.
- Armar, empaquetar y rotular en el depósito de materiales de la Cooperativa los kits de trabajo¹⁴ necesarios para la realización de las distintas tareas de operación y mantenimiento, efectuando previamente pruebas a los componentes eléctricos de los mismos de manera de asegurar su correcto funcionamiento.

Dicha propuesta tiene por propósito evitar interrupciones en la ejecución de trabajos debido a la falta o falla de un determinado elemento, provocando el retorno de la cuadrilla de trabajo hasta el depósito para proveerse del mismo. Por otra parte, al realizarse el empaquetado del kit de trabajo se aumenta el cuidado de los componentes eléctricos, dada la fragilidad de algunos de los mismos (como por ejemplo los aisladores de porcelana).

¹⁴ Los kits de trabajo hacen referencia al conjunto de componentes eléctricos (cables, fichas, etc.) que son necesarios para la ejecución de una determinada tarea.



Respecto de los Costos de Capital:

- Se propone que la Cooperativa realice un análisis de la totalidad de sus bienes librados al servicio, tanto eléctricos como no eléctricos, con el fin de determinar cuáles son utilizados efectivamente en la prestación y cuáles no. A partir del mismo, deberá evaluar distintas alternativas para lograr que aquellos bienes que actualmente no cumplen ninguna función comiencen a ser útiles para la empresa, o en su defecto, deshacerse de ellos (mediante ventas a otras distribuidoras, por dar un ejemplo) de manera de evitar su pérdida de valor por el mero paso del tiempo.



CAPÍTULO 8. ANÁLISIS DE LAS OBLIGACIONES CONTRACTUALES ASUMIDAS POR LA COOPERATIVA

Las Cooperativas Distribuidoras de Energía Eléctrica de la Provincia de Córdoba a partir de Marzo del año 2003, mediante Decreto Provincial, obtienen la concesión del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de acuerdo a la jurisdicción otorgada. A partir de ese momento, a través de la firma del Contrato de Concesión, surgen obligaciones y responsabilidades para cada empresa Distribuidora.

En el presente capítulo se analizará el grado de cumplimiento de las obligaciones contractuales, exclusivamente del servicio eléctrico, por parte de la Cooperativa de Obras y Servicios Públicos de Nono Ltda.-, y la influencia de las mismas en los costos totales de la prestación del servicio.

8.1 Análisis de las Obligaciones Contractuales

Para determinar el grado de cumplimiento de las obligaciones que surgen a partir del Contrato de Concesión firmado por la Cooperativa y estimar las inversiones necesarias para cumplir en condiciones óptimas la prestación del servicio, se debe llevar a cabo una auditoría completa en relación a los siguientes aspectos:

- ❖ Respecto de la SEGURIDAD EN EL TRABAJO:
 - Verificar el grado de cumplimiento de la actual normativa que conforma el Sistema de Riesgos del Trabajo, creado por la Ley N° 24.557.
 - Verificar el grado de cumplimiento de la Resolución 592/2004 de la Superintendencia de Riesgos del Trabajo (SRT): Reglamento para la Ejecución de Trabajos con Tensión en Instalaciones Eléctricas Mayores a UN KILOVOLTIO (> 1kV).
 - Verificar el grado de cumplimiento de la Resolución 3068/2014 de la SRT: Reglamento para la Ejecución de Trabajos con Tensión en Instalaciones Eléctricas con Tensión Menor o Igual a UN KILOVOLTIO (<= 1 kV).
 - Verificar la existencia de: Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas; Manual de Trabajos con Tensión; Procedimientos Operativos; Instructivos de Trabajo.
 - Verificar la existencia de Equipamientos de Seguridad, Herramientas y Componentes para Trabajos con Tensión.



- Verificar la existencia de: Responsable de Higiene y Seguridad en el Trabajo; Jefe de Área Operativa; Credenciales de Habilitación de Trabajo.
- Verificar la entrega y el uso adecuado de todos los Elementos de Seguridad,
- Verificar la adecuada y efectiva capacitación de los operarios.
- Controlar adecuadamente a Contratistas y Terceros verificando que cumplan con la legislación vigente.
- ❖ Respecto de la SEGURIDAD EN LA VÍA PÚBLICA:
 - Verificar la existencia de un Manual de Seguridad en la Vía Pública.
 - Verificar la existencia de un Responsable del Control de la Seguridad en la Vía Pública.
 - Medir la eficiencia del Sistema en aquellos aspectos relacionados con los Riesgos de Lesión o Daño a Terceros.
 - Verificar la existencia de una adecuada Señalización para el cumplimiento de las Condiciones Mínimas de Seguridad para Instalaciones Eléctricas en la Vía Pública, aplicando la Reglamentación de la Asociación Electrotécnica Argentina.
- ❖ Respecto de la SEGURIDAD DE LAS INSTALACIONES EN LA VÍA PÚBLICA:
 - Verificar el cumplimiento de las Normativas Técnicas y de Seguridad (alturas libres, puestas a tierra, nivel de aislación, distancias mínimas a árboles, etc.) de Orden Municipal, Provincial o Nacional que rigen en la actualidad en:
 - Las Instalaciones Domiciliarias, Comerciales e Industriales;
 - Las Acometidas y Pilares de Medición;
 - Detalle de los Medidores de Energía instalados con datos de: tipo, corriente, antigüedad de la instalación;
 - Detalle de los Precintos de Seguridad en los Medidores de Energía y de las Protecciones Mecánicas en su alojamiento;
 - Los Elementos con Tensión en la Vía Pública o que pueden quedar tensionados ocasionalmente;
 - Las Líneas de Baja Tensión;
 - Las Líneas de Media Tensión;
 - Las Estaciones y Subestaciones Transformadoras;
 - El Sistema de Alumbrado Público.



❖ Respecto del CONTROL DEL MEDIO AMBIENTE:

- Verificar el cumplimiento de las Normativas Provinciales y Nacionales, en especial, en relación a:
 - El Control de los Bifenilos Policlorados (PCB) en Transformadores y Equipos Electromecánicos;
 - El Control del destino y uso de Materiales Contaminantes;
 - El Control del Impacto Ambiental de cada obra que se ejecute.

❖ Respecto del CRECIMIENTO DE LA DEMANDA:

- Establecer Mecanismos de Control de la Demanda: realizando Estudios del Crecimiento Vegetativo; estudiando profundamente cada nueva solicitud de Punto de Derivación; evitando que el ingreso de nuevos usuarios ponga en riesgo la Prestación adecuada del Servicio.
- Ordenar adecuadamente la Oficina Técnica con Software de Cálculo y Gestión, planificando todo el Sistema conforme al Crecimiento Vegetativo y a las nuevas Conexiones.

❖ Respecto de las NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO:

Normas de Calidad del Servicio: Resolución General ERSEP N° 8-2014, ANEXO N° 6.

- Garantizar los Niveles de Calidad del Servicio, implementando controles para poder conocer su Estado de Situación sobre los siguientes parámetros:
 - Calidad del Producto Técnico suministrado: nivel de tensión en el punto de suministro y sus perturbaciones (variaciones rápidas, caídas lentas de tensión y contenido de armónicas).
 - Calidad del Servicio Técnico prestado: frecuencia y duración media de las interrupciones en el suministro.
 - Calidad del Servicio Comercial: correcta atención al usuario en los locales destinados al efecto, tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, demoras en la atención de los reclamos del usuario, tiempos para la restitución de suministros suspendidos o cortados por falta de pago, tramitaciones de reclamos y quejas, y demás obligaciones comerciales de la Concesionaria.

❖ Respecto de EMERGENCIAS FRENTE A CATÁSTROFES:

- Verificar si la Cooperativa cuenta con un Plan de Emergencia frente a Catástrofes, y si lleva registros de los últimos eventos.



❖ Respecto de los RIESGOS ASOCIADOS A LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO:

- Verificar si la Cooperativa cuenta con un Análisis pormenorizado de los Riesgos asociados a la Prestación del Servicio, y si cuenta con Auditorías y la contratación de Seguros al respecto.

❖ Respecto del REGLAMENTO DE SUMINISTROS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LOS SERVICIOS PRESTADOS POR LA CONCESIONARIA:

- Verificar el cumplimiento de las Obligaciones que surgen del Anexo VIII del Contrato de Concesión en lo relativo a:
 - Aspectos Técnicos y Económicos de las Instalaciones;
 - Aspectos Comerciales.

❖ Respecto de los BIENES LIBRADOS AL SERVICIO:

- Verificar el cumplimiento de lo establecido en la Resolución General del ERSEP N° 11-2011, relativo a:
 - Reglamento para la Registración, Inspección y Habilitación de las Obras de Ingeniería Eléctrica en la Provincia de Córdoba.
 - Reglamento para la Registración de Obras de Ingeniería Eléctrica preexistentes en la Provincia de Córdoba.
- Verificar si los Bienes Librados al Servicio están registrados adecuadamente, a los efectos del poder cumplir lo exigido en la Leyes Provinciales N° 6648 y N° 7506.

Con el fin de analizar el grado de cumplimiento de las obligaciones enunciadas, se realizaron diferentes entrevistas a los directivos, asesores y empleados de la Cooperativa de manera de conocer la situación de la organización respecto de las mismas.

Como resultado general se pudo determinar que actualmente la Cooperativa, si bien tiene conocimiento de dichas obligaciones contractuales, en su gran mayoría no las cumple satisfactoriamente, especialmente, debido a la falta de recursos económicos.

Sin embargo, es importante destacar, que la empresa ha iniciado un proceso de acercamiento al cumplimiento de ellas, realizando un estudio profundo que le permita determinar las inversiones necesarias, y los planes de inversiones a seguir, para cumplir sin riesgos (operativos, tecnológicos, financieros, legales, etc.) la prestación del servicio eléctrico.



8.2 Influencias en los Costos Totales de la Prestación del Servicio

El cumplimiento de las obligaciones analizadas en la sección anterior y su satisfactorio mantenimiento a lo largo del tiempo implica, además de las inversiones correspondientes, una asignación de los recursos necesarios (mano de obra, vehículos, herramientas y equipos, etc.) por parte de la Cooperativa para su logro. A consecuencia de esto, surgirán nuevas actividades y responsabilidades para la organización que debido al incumplimiento de las obligaciones contractuales no eran tenidas en cuenta, y por lo tanto, mayores costos para brindar la prestación del servicio.

Para dar a entender mejor la situación planteada anteriormente, a continuación se expone un ejemplo respecto de cómo influiría en los costos incurridos por la Cooperativa el cumplimiento de una de las obligaciones analizadas, tomando como referencia las Normas de Calidad del Servicio (Anexo N° 6 del Contrato de Concesión) debido a que las mismas se encuentran en una etapa de prueba (comenzándose a aplicar estrictamente a partir del mes de Diciembre del año 2016), y por ende, requieren de un plan de gestión y una rápida adecuación de los recursos implicados.

EJEMPLO:

Para garantizar los Niveles de Calidad del Servicio establecidos por el ERSEP en el Anexo correspondiente del Contrato de Concesión, la Cooperativa deberá comenzar a desarrollar una serie de actividades que le permitan tener bajo control los indicadores de Calidad del Producto Técnico Suministrado, Calidad del Servicio Técnico prestado y Calidad del Servicio Comercial. A continuación se describen algunas de las mismas:

- ✓ Desarrollo de campañas de medición de tensión y relevamiento de curvas de carga.
- ✓ Creación y organización de bases de datos auditables con información de interrupciones del servicio, relacionables con bases de datos de topología de las redes, facturación y resultados de las campañas de medición.
- ✓ Creación y organización de bases de datos auditables con información comercial referente a:
 - Conexiones;
 - Suspensiones, cortes y restablecimientos de suministros cortados por falta de pago;
 - Quejas y reclamos de los usuarios;



- Facturación estimada;
 - Transgresiones (toda violación al Reglamento de Suministros que no implique hurto y/o defraudación);
 - Consumos y lecturas;
 - Detalles de facturas emitidas;
 - Datos de suministros/contratos;
 - Toda otra información que el ERSEP considere necesaria.
- ✓ Contar con el esquema de alimentación de cada usuario, de forma tal que permita identificar a los mismos en cualquier punto de la red. La información deberá contemplar las instalaciones que abastecen a cada usuario con el siguiente grado de agregación:
- Alimentador Baja Tensión;
 - Centro de Transformación Media Tensión/Baja Tensión;
 - Alimentador Media Tensión;
 - Transformador Alta Tensión/Media Tensión;
 - Estación Transformadora Alta Tensión/Media Tensión;
 - Red Alta Tensión.

Las actividades nombradas anteriormente requerirán de ciertas inversiones para su puesta en marcha, y además, generarán distintos costos durante su desarrollo que deberán adicionarse a los ya incurridos por la Cooperativa, tal como se muestra a continuación:

INVERSIONES	
Detalle	Monto [\$]
Sistemas de Cómputos de Calidad del Suministro (Software, Hardware)	
Equipos de Medición y Registro de Calidad del Producto y Suministro	
Equipamientos de Protección, Seccionamiento y Maniobra	
Equipamientos para Trabajos con Tensión	
Otros ...	
TOTAL	

Tabla 8.1 Inversiones requeridas: Normas de Calidad del Servicio



COSTOS	
Detalle	Monto [\$]
Mantenimiento de la Documentación Técnica AT, MT, BT y la vinculación Cliente Red	
Reporte y Procesamiento de las Interrupciones en el Suministro	
Medición y Procesamiento de la Calidad del Producto y Suministro	
Desarrollo de Campañas de Medición de Tensión	
Operación y Mantenimiento de Equipamientos de Protección, Seccionamiento y Maniobra	
Otros ...	
TOTAL	

Tabla 8.2 Costos a incurrir: Normas de Calidad del Servicio

En contraposición a lo planteado anteriormente, el incumplimiento de las Normas de Calidad del Servicio o el cumplimiento de manera deficiente de las mismas, tendrá como consecuencia el pago de sanciones económicas por parte de la Concesionaria a los usuarios afectados, las cuales variarán según la gravedad de la falla, los antecedentes de la empresa, y en particular, a las reincidencias (excepto en aquellas situaciones que los incumplimientos se deben a razones de fuerza mayor y la Cooperativa lo compruebe). A continuación se citan algunas de las sanciones económicas fijadas:

- Calidad del Producto Técnico suministrado:

Para el caso de incumplimientos en los niveles de tensión, las sanciones se calcularán en base a la valorización de la totalidad de la energía suministrada fuera de los parámetros de calidad establecidos, de acuerdo a lo especificado en la tabla indicada a continuación:

Variación de Tensión [%]	Valorización de la Energía [\$/kWh]
$8 < \Delta U < 9$	0,025
$9 \leq \Delta U < 11$	0,065
$11 \leq \Delta U < 13$	0,12
$13 \leq \Delta U < 15$	0,6
$15 \leq \Delta U < 18$	1,4
$18 \leq \Delta U$	2

Tabla 8.3 Sanciones Calidad del Producto Técnico: Media y Baja Tensión

Dónde: $\Delta U = \{\Delta V_{abs} (U-U_s)/U\} \times 100$



ΔV_{abs} (U-U_s): es igual al valor absoluto de la diferencia entre la Tensión Nominal (U) y la Tensión Real del suministro (U_s).

$$\text{SANCIÓN} = (D_{pm} + D_{nm}) \times \frac{S_{pm}}{D_{pm}}$$

SANCIÓN: Sanción a aplicar por los resultados del semestre de control, en pesos [\\$]

S_{pm}: Sanción determinada para el período de medición.

D_{pm}: Duración del período de medición, en días.

D_{nm}: Duración del período en días hasta la realización de la nueva medición, contado a partir de la finalización del período de medición.

NOTA: El crédito destinado al usuario se efectuará en la facturación inmediata posterior al período de control.

- Calidad del Servicio Técnico prestado:

Corresponderá la aplicación de sanciones cuando la Cooperativa preste un servicio con características técnicas inferiores a las exigidas (frecuencia de las interrupciones y duración de las mismas), valorizadas de acuerdo a la siguiente tabla:

Tarifa	Costo de la Energía No Suministrada
Distribuidores de Electricidad	2,0 [\$/kWh]

Tabla 8.4 Sanciones Calidad del Servicio Técnico

$$\text{SANCIÓN} = \text{ENS}_{u} \times \text{CENS}_{i}$$

ENS_u: Energía No Suministrada al usuario, en kWh.

CENS_i: Costo de la Energía No Suministrada para cada tipo de Tarifa (i).

NOTA: El crédito destinado al usuario se efectuará en la facturación inmediata posterior al período de control, proporcional a la energía no recibida en dicho semestre.

- Calidad del Servicio Comercial:

Por ejemplo, respecto del Tratamiento de Reclamos:

En caso de tratarse de reclamos por errores de facturación, ante el incumplimiento de lo exigido en cuanto a la atención de los reclamos de los usuarios



y comprobada la existencia del error que originó el reclamo, la Cooperativa deberá abonar a los damnificados una sanción equivalente al cincuenta por ciento (50%) del monto de la facturación objeto del reclamo.

En conclusión, a través de lo descrito en el ejemplo respecto de las Normas de Calidad del Servicio, se puede observar que el cumplimiento de las mismas, o en su defecto el incumplimiento, generarán nuevos costos que deberán adicionarse a los totales de la prestación.

Por dicho motivo, la Cooperativa deberá analizar distintos mecanismos y alternativas que le permitan contar con todos los medios necesarios para alcanzar el cumplimiento de las obligaciones que surjan del Contrato de Concesión, de manera de garantizar suministrar del servicio eléctrico en óptimas condiciones y sin poner en riesgo la rentabilidad de la empresa.



CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES

A través del análisis de la situación económica de la Cooperativa de Obras y Servicios Públicos de Nono Ltda.-, para el Ejercicio Contable evaluado, se pudo observar que la diferencia entre los ingresos por ventas de energía eléctrica y los costos asociados a la prestación del servicio arroja un margen negativo de \$702.342,31.

A dicha situación, se le agrega que actualmente la Cooperativa no cumple con la totalidad de las obligaciones establecidas en el Contrato de Concesión, y debido a que ha comenzado un proceso que le permita lograr el cumplimiento de las mismas, surgirán nuevos costos operativos (tal como se analizó en el capítulo anterior) que deberán adicionarse a los montos totales existentes.

Por lo tanto, para que la actividad de distribución eléctrica sea rentable sin poner en riesgo la continuidad de la empresa y sin depender de los ingresos monetarios de otras actividades ligadas al servicio, la Cooperativa deberá tomar distintas medidas para optimizar los costos incurridos en el sector eléctrico, ya sea las propuestas de mejora planteadas por el autor como cualquier otra que considere necesaria.

Con el fin de plantear dichas propuestas, el autor desarrolló un estudio detallado de los de los costos asociados a la actividad de distribución eléctrica. Al momento de iniciar dicho estudio, se encontró la dificultad de que la metodología con que se contabilizaban los costos por parte de la Cooperativa no ofrecía grandes herramientas para su evaluación, por lo cual, se organizó la empresa por Centros de Costos (representativos de las principales actividades desarrolladas para brindar el servicio).

Los resultados obtenidos a partir de la desagregación por Centros de Costos de los diferentes elementos de costos asociadas a la prestación del servicio, fueron especialmente importante en los siguientes aspectos:

- ✓ Permitieron vislumbrar que del monto total de costos, una porción del mismo corresponde a actividades de mejoras y ampliaciones del servicio, y por ende, tal como se mencionó en el desarrollo del Proyecto Integrador, deberían ser considerados como inversiones y no como costos.

De esta manera, a los - \$702.342,31 resultantes del Ejercicio Contable deberían descontársele \$621.820,66 de mano de obra empleada en tareas de ampliación y mejora, \$50.930,27 de materiales para construcción de obras nuevas y un menor monto de dinero en otros ítems, como por ejemplo vehículos utilizados en ampliaciones del servicio.



No obstante, el Cuadro de Resultados continuaría dando una diferencia negativa entre los ingresos y egresos asociados al servicio eléctrico.

- ✓ Permitieron visualizar en que actividades se generan los mayores egresos de dinero, y por lo tanto, los principales aspectos a analizar y optimizar, en caso de ser posible, por la empresa.

A partir de los resultados obtenidos del estudio de la actividad por Centros de Costos, las entrevistas a los diferentes miembros de la organización y los análisis desarrollados en la Cooperativa, el autor planteo las diferentes propuestas de mejora. Algunas de las mismas se encuentran en una etapa inicial de aplicación, tales como Procedimientos de Trabajos, Planificación de las Actividades y desarrollo de Mantenimiento Preventivo, mientras que el resto representan futuros desafíos para la organización.

Con la puesta en práctica de las propuestas se espera lograr una mejor utilización de los recursos de la Cooperativa, de manera de reducir los costos totales de la prestación, y contar con mayores herramientas para su gestión. Esto permitirá cambiar la situación planteada al principio del capítulo.

En el caso de que la implementación de las distintas alternativas propuestas para minimizar los egresos generados para prestar el servicio y cumplir con la totalidad de las obligaciones contractuales no sean suficientes, la Cooperativa deberá solicitar audiencias públicas con los organismos pertinentes para llevar a cabo una revisión de la tarifa eléctrica de venta a los consumidores, de manera que la misma sea congruente con el nivel de costos asociados a la actividad.

Por último, se propone que la Distribuidora comience a emplear la metodología por Centros de Costos desarrollada por el autor para contabilizar sus costos incurridos. A su vez, se plantea que se empiecen a asignar presupuestos a los distintos Centros, de manera que al finalizar el Ejercicio Contable, se puedan comparar los costos reales versus los presupuestados, analizando si existen desviaciones, y en caso de que las mismas ocurran, estudiar las causas que las produjeron para que no se repitan en un futuro, logrando con esto que la Cooperativa mejore continuamente la calidad del servicio brindado.

El autor desea destacar la importancia de los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera de Ingeniería Industrial, ya que gracias a los mismos se pudo analizar críticamente las distintas áreas de la empresa y contar con herramientas a la hora de plantear distintas alternativas que permitan aumentar el grado de eficiencia de la prestación del servicio por parte de la Distribuidora.



BIBLIOGRAFÍA

- Afinidad Eléctrica. *Análisis de Pérdidas de Energía en el Sector de Distribución Eléctrica*. Disponible en Internet:
<<http://www.afinidadelectrica.com.ar/articulo.php?IdArticulo=102>>
- ANTÓN, Fernando; Giovannini, Oscar. 2007. *Costos Industriales*. Córdoba, Argentina. Editorial Universitas.
- ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA (ADEERA); COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL (CIER). 2000. *El Proceso de Cálculo de los Cuadros Tarifarios de Empresas Distribuidoras de Electricidad*. Buenos Aires, Argentina. ADEERA/CIER.
- *Breve historia de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba – EPEC*. Disponible en Internet:
<<http://www.osvaldobustos.com.ar/Historia/BreveHistoriaEpec.html>>
- CABRAL, Martín; FERNÁNDEZ DAHER, Jorge. *Técnicas de Diagnóstico para Mantenimiento Preventivo de Transformadores y Equipamiento de Subestaciones*. Disponible en Internet:
<<http://iie.fing.edu.uy/epim2010/myreview/myPapers/p91.pdf>>
- *Distribución Eléctrica*. Disponible en Internet:
<<http://files.pucp.edu.pe/departamento/economia/LDE-2008-02-08.pdf>>
- ENRE. 2002. *CONTABILIDAD REGULATORIA. Plan y Manual de Cuentas Único para las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica*. Buenos Aires, Argentina.
- ERSeP. Ente Regulador de los Servicios Públicos. Disponible en Internet:
<<http://ersep.cba.gov.ar/index.htm>>
- *Estructura del Mercado Argentino*. Disponible en Internet:
<<http://web.ing.puc.cl/power/alumno02/sicsadi/Anexo1.html>>
- *Estudio Integral de Condiciones Sustentables para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en la Provincia de Buenos Aires. Propuesta Metodológica*. Disponible en Internet:



<http://www.mosp.gba.gov.ar/subsecretarias/informacion/PropuestaMetodologica.pdf>

- GARCÍA COLÍN, Juan. 2008. *Contabilidad de Costos*. Tercera Edición. México, D.F. Editorial McGraw Hill.
- JOSE, Osvaldo. 2006. *Análisis de la Situación Actual de las Cooperativas Distribuidoras de Energía Eléctrica de la Provincia de Córdoba*. Revista Opción. En: N° 92; 93: Página 7 y Página 8-9.
- LARDONE, Martín. *El Estado Nuevo: análisis de la reforma del Estado en Córdoba*. Disponible en Internet:
http://www.asociacionag.org.ar/pdfcap/1/lardone_martin.pdf
- Legislación Provincial. Disponible en Internet:
<http://web2.cba.gov.ar/web/leyes.nsf/fri?OpenForm>
- Ley N° 15.336: *Ley de Energía Eléctrica*. 1960. Disponible en Internet:
<http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/15336-60.htm>
- Ley N° 24.065: *Régimen de la Energía Eléctrica*. 1991. Disponible en Internet:
<http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/24065.htm>
- MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS DE CÓRDOBA. 2002. *Contrato de Concesión del Servicio Público de Distribución de Energía a Distribuidores Cooperativos*. Córdoba, Argentina. Disponible en Internet:
http://www.coopluzvqb.com.ar/archivos/institucional/contrato_concesion.pdf
- ORTIZ ARAGÓN, Alfredo; RIVERO, Guillermo. 2006. *Manual de Estructuración de Costos: Conceptos y Metodología*. USA. Disponible en Internet:
http://www.rootchange.org/about_us/resources/publications/Estructuracion_costs_conceptos_metodologia.pdf
- PLOTINSKY, Daniel. 2010. *Historia del Cooperativismo 6: la Ley 11.388 sobre Régimen Legal de las Sociedades Cooperativas (1926)*. Disponible en Internet:
<http://www.centrocultural.coop/blogs/cooperativismo/2010/04/07/historia-del-cooperativismo-6-la-ley-11388-sobre-regimen-legal-de-las-sociedades-cooperativas-1926/>
- Secretaría de la Energía de la Nación. Disponible en Internet:
<http://energia3.mecon.gov.ar/home/>



- SOLVEIRA, Beatriz. 2006. Estado, cooperativismo eléctrico y electrificación rural. La experiencia cordobesa entre 1930 y 1980. Disponible en Internet: <http://www.scielo.org.ar/scielo.php?pid=S1515-59942006000100013&script=sci_arttext>
- SUAZO, Daniel. *El Proceso de Reestructuración y el Esquema Regulatorio del Sector Eléctrico Argentino. Experiencias, Reflexiones y Perspectivas*. Disponible en Internet: <<http://www.adeera.com.ar/archivos/EI%20Sector%20EI%C3%A9ctrico%20Argentino%20.pdf>>
- VÁZQUEZ, Juan Carlos. 2002. *Costos*. Segunda Edición. Argentina, Buenos Aires. Editorial Aguilar.



ADM: Administración

MT: Media Tensión

MT/BT: Media Tensión/Baja Tensión (Transformación)

BT: Baja Tensión

AP: Alumbrado Público

Cálculo del Costo de la hora de la mano de obra del Personal:

Nº	PERSONAL	SUELDO + CARGA SOCIAL TOTAL (Anual)	Horas Anuales	Costo Hora [\$/hs]
1	SOSA, Fernando	\$ 145.708,34	1680	\$ 86,73
2	OVIEDO, Carlos	\$ 169.390,07	1680	\$ 100,83
3	MURUA, Antonio	\$ 220.451,80	1680	\$ 131,22
4	BENEGAS, Pedro	\$ 148.453,66	1680	\$ 88,37
5	OVIEDO, Jose	\$ 211.149,46	1680	\$ 125,68
6	MURUA, Roque	\$ 119.073,93	1680	\$ 70,88
7	NIEVAS, Pedro	\$ 150.532,11	1680	\$ 89,60
8	MERINO, Juan	\$ 145.820,28	1680	\$ 86,80
9	MOLINA, Juan Jose	\$ 265.872,59	1680	\$ 158,26
10	LOPEZ, Eduardo	\$ 104.590,41	1680	\$ 62,26
11	MOLINA, Christian	\$ 107.176,51	1680	\$ 63,80
12	SCHWESIG, Gerardo	\$ 111.181,40	1680	\$ 66,18
13	MOLINA, Ana María	\$ 233.507,32	1680	\$ 138,99
14	FUNES, Juan Martín	\$ 166.832,32	1680	\$ 99,30
15	AVEDANO, Liliana	\$ 176.451,69	1680	\$ 105,03

Tabla I.4 Cálculo del Costo por Hora de la mano de obra del PERSONAL



ANEXO II: PLANILLA DE VEHÍCULOS

VEHICULO	TIPO COMBUSTIBLE	LITROS CONSUMIDOS (lts)	COSTO FINAL COMBUSTIBLE (\$)	COSTO DE MANTENIMIENTO (\$)	MONTO FINAL (\$)	ASIGNACIÓN O&M (%)	ASIGNACIÓN ADM (%)	ASIGNACIÓN COM (%)	DETALLE
Camioneta Ford F10	EURO	61,78	\$ 6.467,96	\$ 6.430,32	\$ 12.898,28	100,00%			Trabajos de carga, especialmente para obras nuevas.
	ULTRADIESEL	594,229							
Camioneta Ford Ranger CS 4x4	EURO	1593,365	\$ 20.313,96	\$ 3.221,00	\$ 23.534,96	45,00%	40,00%	15,00%	Relevamiento y control de tareas (Jefe de Redes), tareas de redes, cortes de servicio y reconexiones/rehabilitaciones.
	ULTRADIESEL	208,132							
Camion Chevrolet	ULTRADIESEL	96,42	\$ 934,38	\$ 0,00	\$ 934,38	100,00%			Tareas de mantenimiento y para obras nuevas.
Camion Ford 4000 Equipado con Hidroelevadora	ULTRADIESEL	2249,637	\$ 21.800,67	\$ 6.498,03	\$ 28.298,70	100,00%			Tareas de mantenimiento de redes y alumbrado público, tareas de acometidas.
Camioneta Ford Ranger CS 4X2	EURO	1266,775	\$ 20.742,99	\$ 47.385,39	\$ 68.128,38	5,00%	5,00%	90,00%	Toma Estado mayoritariamente, cortes de servicio e inspecciones, guardia.
	ULTRADIESEL	639,403							
Camion Ford 1317E	EURO	339,851	\$ 16.941,24	\$ 46.299,95	\$ 63.241,19	100,00%			Tareas de mantenimiento y para obras nuevas.
	ULTRADIESEL	1345,473							
Camion Ford 4000 Equipado con Grúa	EURO	94,909	\$ 15.630,60	\$ 525,35	\$ 16.355,95	100,00%			Tareas de mantenimiento y para obras nuevas.
	ULTRADIESEL	1521,114							
Renault Kangoo	SUPER	1307,892	\$ 14.671,17	\$ 0,00	\$ 14.671,17		100,00%		Viajes de Consejo de Adm a Federación de Cooperativa FECECOR y tareas administrativas varias.

Tabla II.1 Planilla de Vehículos

ESTUDIO DE LOS COSTOS INCURRIDOS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE UNA COOPERATIVA



O&M: Operación y Mantenimiento

ADM: Administración

COM: Comercialización

Precios Promedios de Combustibles:

	ULTRA DIESEL [\$/l]	EURO [\$/l]	NAFTA SÚPER [\$/l]
oct-13	\$ 7,44	\$ 8,77	\$ 8,38
nov-13	\$ 8,01	\$ 9,56	\$ 9,27
dic-13	\$ 8,01	\$ 9,56	\$ 9,27
ene-14	\$ 8,58	\$ 10,54	\$ 10,02
feb-14	\$ 9,04	\$ 11,09	\$ 10,60
mar-14	\$ 9,61	\$ 11,93	\$ 11,20
abr-14	\$ 10,23	\$ 12,70	\$ 11,76
may-14	\$ 10,70	\$ 12,40	\$ 12,30
jun-14	\$ 10,90	\$ 12,40	\$ 12,30
jul-14	\$ 11,09	\$ 12,95	\$ 12,95
ago-14	\$ 11,09	\$ 12,95	\$ 12,95
sep-14	\$ 11,59	\$ 12,95	\$ 13,61
PROMEDIO [\$/l]	\$ 9,69	\$ 11,48	\$ 11,22

Tabla II.2 Precios Promedios de Combustibles ¹⁵

¹⁵ Los Precios de los Combustibles corresponden a la Estación de Servicio PUESTO VIEJO S.R.L. de la localidad de Nono, Provincia de Córdoba. Los mismos fueron extraídos de la página web, de consulta de precios, de la Secretaría de Energía de la Nación <<http://res1104.se.gov.ar/consultaprecios.eess.php>>.

ESTUDIO DE LOS COSTOS INCURRIDOS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE UNA COOPERATIVA



ANEXO III: PLANILLAS DE ASIGNACIÓN DE CARGAS FABRILES

SERVICIOS:

SERVICIOS	DETALLE	MONTO ANUAL [\$ /año]	ASIG. ADM [%]	ASIG. COM [%]	ASIG. O&M [%]
Servicio de Teléfono	Teléfono	\$ 8.626,03	35%	35%	30%
Servicio de Gas	Gas	\$ 1.039,28	47,50%	47,50%	5%
Servicio de Mantenimiento de Página WEB	Página Web	\$ 420,00	100%		
Servicio de Correspondencia	Envío de facturas - Correo papelería Administración	\$ 37.028,50	4%	96%	
Servicio de Cobro Externo - PAGO FÁCIL	Cobranza	\$ 15.579,86		100%	
Servicio Bancario	Cobranza - Transacciones	\$ 30.409,42	10%	90%	
Servicio de Internet para Transacciones	Transacciones	\$ 3.539,25	100%		
Servicio de Mantenimiento de Transformadores	Mantenimiento Transformadores	\$ 40.145,00			100%
Servicio de alquiler de Compresor	Alquiler de Compresor	\$ 7.000,00			100%
Servicio de Transporte	Fletes	\$ 2.475,25	50%	50%	
Servicio de Seguros (más intereses pagados por seguro social)	Seguros pagados (de vida, vehículos, equipos, etc.)	\$ 81.306,36	10%	30%	60%

Tabla III.1 Planilla de Asignación de Servicios

INSUMOS Y BIENES DE USO:

ITEMS	DETALLE	COSTO ANUAL [\$ /año]	ASIG. ADM [%]	ASIG. COM [%]	ASIG. O&M [%]
Gastos Generales	Insumos (Artículos de limpieza y comida)	\$ 9.700,12	50%	50%	
Gastos Oficina Técnica	Insumos generales	\$ 6.347,92			100%
Otros Gastos de Redes	Insumos generales	\$ 3.606,97			100%
Ropa de Trabajo y Elementos de Seguridad	Ropa de Trabajo y Elementos de Seguridad	\$ 34.742,63	10%	30%	60%
Gastos de Computación e Internet	Bienes de uso: Compra elementos de computación	\$ 4.531,65	50%	50%	
Reparación y Mantenimiento de Bienes de Uso	Bienes de uso: reparaciones en Depósito	\$ 39.400,00			100%
Reparación y Mantenimiento de Bienes de Uso	Bienes de uso: reparación de equipos, herramientas y compra de elementos de Depósito	\$ 7.477,70			100%
Reparación y Mantenimiento de Bienes de Uso	Bienes de uso: reparación elementos de computación, alarma, etc.	\$ 15.761,43	45%	45%	10%
Imprenta y Papelería	Facturación (boletas)	\$ 21.386,88		100%	
Imprenta y Papelería	Formularios (Orden de Reclamo)	\$ 4.908,57		25%	75%
Imprenta y Papelería	Publicaciones (impresiones de Resoluciones, Balance, etc.)	\$ 2.022,03	100%		
Imprenta y Papelería	Papelería y útiles	\$ 23.730,24	45%	45%	10%

Tabla III.2 Planilla de Asignación de Insumos y Bienes de Uso

ADM: Administración
 COM: Comercialización
 O&M: Operación y Mantenimiento



ANEXO IV: DETALLE DEL CÁLCULO DE LOS COSTOS DE ABASTECIMIENTO

Cuenta N° 100:

PERÍODO	ETC sin Pérdidas [kWh/mes]
oct-13	397304
nov-13	395558
dic-13	481960
ene-14	921521
feb-14	800444
mar-14	558244
abr-14	493046
may-14	431630
jun-14	510713
jul-14	484450
ago-14	537800
sep-14	420041
TOTAL	6432711

Tabla IV.1 Energía Total Comprada sin incluir Pérdidas

ETC: Energía Total Comprada

Monómico de Compra para el Año de Referencia = 0,2112 [\$/kWh]

Costo Compra de Energía y Potencia (sin incluir pérdidas) = **\$ 1.358.742,53**

Cuenta N° 110:

FECHA	ETC [kWh/mes]	ETV [kWh/mes]	Pérdidas (ETC-ETV)	Pp [%]
oct-13	470340	397304	73036	16%
nov-13	471672	395558	76114	16%
dic-13	651012	481960	169052	26%
ene-14	1093548	921521	172027	16%
feb-14	813576	800444	13132	2%
mar-14	569136	558244	10892	2%
abr-14	507720	493046	14674	3%
may-14	528012	431630	96382	18%
jun-14	564000	510713	53287	9%
jul-14	647460	484450	163010	25%
ago-14	552924	537800	15124	3%
sep-14	459840	420041	39799	9%
TOTAL	7329240	6432711	896529	12,232%

Tabla IV.2 Pérdidas de Energía

ETC: Energía Total Comprada

ETV: Energía Total Vendida

Pp: Porcentaje de Pérdidas

Monómico de Compra para el Año de Referencia = 0,2112 [\$/kWh]

Costo de Pérdidas de Energía = **\$ 189.368,38**



ANEXO V: DETALLE DEL CÁLCULO DE LOS COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN

Cuenta N° 200:

COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN	MONTO INDIVIDUAL [\$]	MONTO FINAL [\$]
Atención al Cliente y Reclamos	\$ 195.595,12	\$ 795.125,69
Toma Estado (Lectura de Medidores)	\$ 65.507,37	
Cortes por Falta de Pago y Retiro de Medidores	\$ 33.484,81	
Rehabilitaciones y Reconexiones	\$ 64.361,90	
Facturación	\$ 156.787,62	
Cobranza	\$ 196.916,61	
Gestión y Control de la Morosidad	\$ 17.645,17	
Control de Pérdidas No Técnicas (Hurto de Energía, Fallas en Mediciones, etc.)	\$ 64.827,09	

Tabla V.1 Costos de Mano de Obra de COMERCIALIZACIÓN

Cuenta N° 210:

COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN		
ITEM	DETALLE	MONTO FINAL [\$]
Reconexiones y Rehabilitaciones	Conexión Nueva	\$ 3.271,94

Tabla V.2 Costos de Materiales Eléctricos de COMERCIALIZACIÓN

Cuenta N° 220:

COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN	MONTO INDIVIDUAL [\$]	MONTO FINAL [\$]
Camioneta Ford Ranger C S 4X2	\$ 61.315,54	\$ 64.845,79
Camioneta Ford Ranger C S 4x4	\$ 3.530,24	

Tabla V.3 Costos de Vehículos de COMERCIALIZACIÓN

Cuenta N° 230:

COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN			
SERVICIO	DETALLE	MONTO INDIVIDUAL [\$]	MONTO FINAL [\$]
Servicio de Telefono	Telefono	\$ 3.019,11	\$ 107.730,57
Servicio de Gas	Gas	\$ 493,66	
Servicio de Transporte	Flete	\$ 1.237,63	
Servicio de Correspondencia	Envío de Facturas	\$ 35.639,93	
Servicio Bancario	Cobranza	\$ 27.368,48	
Servicio de Cobro Externo - PAGO FÁCIL	Cobranza	\$ 15.579,86	
Servicio de Seguros	Seguros pagados	\$ 24.391,91	

Tabla V.4 Costos de Servicios de COMERCIALIZACIÓN

ESTUDIO DE LOS COSTOS INCURRIDOS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE UNA COOPERATIVA



Cuenta N° 240:

COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN			
ITEM	DETALLE	MONTO INDIVIDUAL [\$]	MONTO FINAL [\$]
Insumos	Facturación	\$ 21.386,88	\$ 57.923,95
Insumos	Formularios	\$ 1.227,14	
Insumos	Insumos (limpieza, comida)	\$ 4.850,06	
Insumos	Papelería y útiles	\$ 10.678,61	
Bienes de Uso	Ropa de Trabajo y Elementos de Seguridad	\$ 10.422,79	
Bienes de Uso	Elementos de Computación	\$ 2.265,83	
Bienes de Uso	Reparación elem de comp, alarmas, etc.	\$ 7.092,64	

Tabla V.5 Costos de Insumos y Bienes de Uso de COMERCIALIZACIÓN



ANEXO VI: DETALLE DEL CÁLCULO DE LOS COSTOS DE ADMINISTRACIÓN

Cuenta N° 300:

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN	MONTO INDIVIDUAL [\$]	MONTO FINAL [\$]
Gastos Consejo de Administración	\$ 27.819,61	\$ 53.659,11
Participación en FECESCOR Ltda.	\$ 25.839,50	

Tabla VI.1 Costos de Conducción y Gerenciamiento

Cuenta N° 310:

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN	MONTO FINAL [\$]
Tareas Administrativas	\$ 425.514,40

Tabla VI.2 Costos de Mano de Obra de ADMINISTRACIÓN

Cuenta N° 320:

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN	MONTO FINAL [\$]
Honorarios Pagados (área Técnica, Legal, Contable, Higiene y Seguridad, Informática)	\$ 248.277,97

Tabla VI.3 Costos de Asesorías Externas

Cuenta N° 330:

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN	MONTO INDIVIDUAL [\$]	MONTO FINAL [\$]
Renault Kangoo	\$ 14.671,17	\$ 27.491,57
Camioneta Ford Ranger C S 4x4	\$ 9.413,98	
Camioneta Ford Ranger C S 4X2	\$ 3.406,42	

Tabla VI.4 Costos de Vehículos de ADMINISTRACIÓN

Cuenta N° 340:

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN			
SERVICIO	DETALLE	MONTO INDIVIDUAL [\$]	MONTO FINAL [\$]
Servicio de Telefono	Telefono	\$ 3.019,11	\$ 21.269,79
Servicio de Gas	Gas	\$ 493,66	
Servicio de Internet	Transacciones	\$ 3.539,25	
Servicio Bancario	Transacciones	\$ 3.040,94	
Servicio de Mantenimiento de Página WEB	Página WEB	\$ 420,00	
Servicio de Transporte	Flete	\$ 1.237,63	
Servicio de Correspondencia	Correo	\$ 1.388,57	
Servicio de Seguros	Seguros pagados	\$ 8.130,64	

Tabla VI.5 Costos de Servicios de ADMINISTRACIÓN



Cuenta N° 350:

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN	MONTO FINAL [\$]
Impuestos, Tasas y Contribuciones	\$ 595.130,65

Tabla VI.6 Costos de Impuestos, Tasas y Contribuciones ADMINISTRACIÓN

Cuenta N° 360:

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN			
ITEM	DETALLE	MONTO INDIVIDUAL [\$]	MONTO FINAL [\$]
Insumos	Insumos (limpieza, comida)	\$ 4.850,06	\$ 30.383,43
Insumos	Publicaciones	\$ 2.022,03	
Insumos	Papelería y útiles	\$ 10.678,61	
Bienes de Uso	Ropa de Trabajo	\$ 3.474,26	
Bienes de Uso	Elementos de Computación	\$ 2.265,83	
Bienes de Uso	Reparación elem de comp, alarmas, etc.	\$ 7.092,64	

Tabla VI.7 Costos de Insumos y Bienes de Uso de ADMINISTRACIÓN

Cuenta N° 370:

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN	MONTO FINAL [\$]
Aportes Solidarios - Donaciones	\$ 11.458,15

Tabla VI.8 Aportes Solidarios y Donaciones

ESTUDIO DE LOS COSTOS INCURRIDOS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE UNA COOPERATIVA



ANEXO VII: DETALLE DEL CÁLCULO DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Cuenta N° 400:

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	MONTO INDIVIDUAL [\$]	MONTO FINAL [\$]	MONTO TOTAL FINAL [\$]
Mantenimiento Acometidas	\$ 88.329,81	\$ 592.904,99	\$ 1.276.551,80
Mantenimiento Media Tensión	\$ 165.594,14		
Mantenimiento MT/BT	\$ 38.318,44		
Mantenimiento Baja Tensión	\$ 169.817,13		
Mantenimiento Alumbrado Público	\$ 130.845,46		
Operación Acometidas	\$ 14.936,23	\$ 61.826,15	
Operación Media Tensión	\$ 7.468,12		
Operación MT/BT	\$ 31.953,68		
Operación Baja Tensión	\$ 7.468,12		
Operación Alumbrado Público	\$ 0,00		
Mejoras Acometidas	\$ 43.788,42	\$ 386.553,68	
Mejoras Media Tensión	\$ 122.782,14		
Mejoras MT/BT	\$ 36.516,30		
Mejoras Baja Tensión	\$ 132.951,61		
Mejoras Alumbrado Público	\$ 50.515,21		
Ampliación Acometidas	\$ 74.839,27	\$ 235.266,99	
Ampliación Media Tensión	\$ 49.331,28		
Ampliación MT/BT	\$ 16.954,70		
Ampliación Baja Tensión	\$ 50.433,54		
Ampliación Alumbrado Público	\$ 43.708,19		

Tabla VII.1 Costos de Mano de Obra de OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Cuenta N° 410:

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO				
ITEM	DETALLE	MONTO INDIVIDUAL [\$]	MONTO FINAL [\$]	MONTO TOTAL FINAL [\$]
Alumbrado Público	Mantenimiento de Alumbrado Público	\$ 54.325,72	\$ 54.325,72	\$ 711.047,63
Redes	Mantenimiento de Líneas	\$ 34.810,88	\$ 47.224,92	
	FEYRO Materiales Eléctricos	\$ 1.472,50		
	Caja Chica	\$ 10.941,54		
Subestaciones	Mantenimiento de Subestaciones	\$ 457.918,54	\$ 460.000,35	
	BURGER MADERAS (materiales para subestaciones)	\$ 2.081,81		
Acometidas	Mantenimiento de Conexiones	\$ 35.452,50	\$ 98.565,78	
	Conexión Nueva	\$ 62.166,86		
	Conexión Provisoria	\$ 346,42		
	CONECTAR Materiales Eléctricos	\$ 600,00		
Mejoras y Ampliaciones	PEREYRA MIGUEL (Materiales de Construcción)	\$ 50.930,87	\$ 50.930,87	

Tabla VII.2 Costos de Materiales Eléctricos de OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

ESTUDIO DE LOS COSTOS INCURRIDOS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE UNA COOPERATIVA



Cuenta N° 420:

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	MONTO INDIVIDUAL [\$]	MONTO FINAL [\$]
Camioneta Ford F10	\$ 12.898,28	\$ 135.725,66
Camioneta Ford Ranger C S 4x4	\$ 10.590,73	
Camión Chevrolet	\$ 934,38	
Camión Ford 4000 Equipado con Hidroelevadora	\$ 28.298,70	
Camioneta Ford Ranger C S 4X2	\$ 3.406,42	
Camión Ford 1317E	\$ 63.241,19	
Camión Ford 4000 Equipado con Grua	\$ 16.355,95	

Tabla VII.3 Costos de Vehículos de OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Cuenta N° 430:

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO			
SERVICIO	DETALLE	MONTO INDIVIDUAL [\$]	MONTO FINAL [\$]
Servicio de Teléfono	Teléfono	\$ 2.587,81	\$ 98.568,59
Servicio de Gas	Gas	\$ 51,96	
Servicio de Mantenimiento de Transformadores	Subestaciones - Mantenimiento	\$ 40.145,00	
Servicio de Alquiler de Compresor	Alquiler Compresor	\$ 7.000,00	
Servicio de Seguros	Seguros pagados	\$ 48.783,82	

Tabla VII.4 Costos de Servicios de OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Cuenta N° 440:

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO			
ITEM	DETALLE	MONTO INDIVIDUAL [\$]	MONTO FINAL [\$]
Insumos	Insumos generales	\$ 9.954,89	\$ 85.308,76
Insumos	Formularios	\$ 3.681,43	
Insumos	Papelería y útiles	\$ 2.373,02	
Insumos	Ropa de Trabajo y Elementos de Seguridad	\$ 20.845,58	
Bienes de Uso	Reparaciones Depósito	\$ 39.400,00	
Bienes de Uso	Reparación equipos, herramientas y compra de elementos de Depósito	\$ 7.477,70	
Bienes de Uso	Reparación de elementos de computación, alarmas, etc.	\$ 1.576,14	

Tabla VII.5 Costos de Insumos y Bienes de Uso de OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO



Cuenta N° 450:

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	MONTO FINAL [\$]
Cursos de Capacitación para Empleados de Líneas Eléctricas	\$ 2.023,14

Tabla VII.6 Costos Cursos de Capacitación de Empleados de Líneas Eléctricas



ANEXO VIII: PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO

A continuación se expone (para tomar de ejemplo) un extracto de un Procedimiento de Trabajo, elaborado por la empresa peruana Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL), para la actividad de Cambio de Aislador de Baja Tensión.

	PROCEDIMIENTO DE TRABAJO	Código:	PT-OM-BT-13-1
		Revisión:	
	CAMBIO DE AISLADOR DE BAJA TENSIÓN	Fecha:	
		Página:	

OBJETIVO

Estandarización del procedimiento para el cambio de aislador de Baja Tensión, en redes de Baja Tensión.

REQUERIMIENTOS

Requerimientos de Personal

Una cuadrilla conformada por:

Cantidad	Descripción	Observaciones
01	Técnico electricista.	Jefe de Cuadrilla
02	Técnico electricista.	Ayudante
01	Técnico electricista.	Chofer y apoyo.

Tabla VIII.1 Procedimiento de Trabajo: Personal Requerido

El personal deberá cumplir los siguientes requisitos:

- Debe contar con la capacitación y la autorización respectiva para laborar.
- Debe ser entrenado sobre el correcto uso de los equipos y accesorios a utilizar, especialmente en las materias de su competencia tales como:
 - Elementos para trabajos en Baja Tensión: Equipos de Protección Personal (EPP).
 - Elementos de: sujeción, levante, carga y trepa; cables, sogas y escaleras, para trabajos en altura.
 - Equipos: Multitester, Pinza Amperimétrica, Probador de Tensión.
- Debe saber identificar la zona en la que va a trabajar. Debe saber reconocer los riesgos que existen en el lugar y los peligros que



- puedan existir en la zona de trabajo.
- Todo el personal técnico incluyendo el de apoyo debe estar capacitado en la aplicación de primeros auxilios y RCP (Resucitación Cardiopulmonar).
 - Los conductores de vehículos deberán disponer de una licencia de conducir, vigente y con la categoría de acuerdo con el vehículo que conduce.

Requerimientos de Equipos, Materiales y Herramientas

Equipos:

Ítem	Descripción	Cantidad
1	Camioneta	1
2	Sogas de 10 m – 15 m	3
3	Puesta a tierra	1
4	Escalera de fibra de vidrio de 2 cuerpos con accesorios	1
5	Multitester y pinza amperimétrica	1
6	Probador de tensión	1

Tabla VIII.2 Procedimiento de Trabajo: Equipos Requeridos

Herramientas:

Ítem	Descripción	Cantidad
1	Alicate de electricista	03 unid.
2	Llave francesa ajustable de 8" para electricista	01 unid.
3	Llaves de boca	01 juego
4	Herramienta para corte de cinta de fleje de acero	01 unid.
5	Destornilladores: planos y estrella	01 juego

Tabla VIII.3 Procedimiento de Trabajo: Herramientas Requeridas

Materiales:

Ítem	Descripción	Cantidad
1	Accesorios eléctricos: aisladores, soportes, amarres.	Según Requerimiento

Tabla VIII.4 Procedimiento de Trabajo: Materiales Requeridos

Requerimientos de Elementos de Protección y Seguridad Personal

Cada técnico y personal de apoyo que intervenga en el trabajo a ejecutar, deberá contar con los siguientes implementos de seguridad:

ESTUDIO DE LOS COSTOS INCURRIDOS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE UNA COOPERATIVA



Ítem	Descripción	Cantidad
1	Cinturón de seguridad con doble línea de vida	01 unid
2	Arnés	01 unid
3	Guantes dieléctricos MT y BT	01 par
4	Guantes de cuero	01 par
5	Zapatos de seguridad dieléctricos, con punta de seguridad de fibra	01 par
6	Ropa de seguridad ceñida	01 unid
7	Casco de seguridad dieléctrico con porta-linterna incorporada	01 unid
8	Lentes de seguridad	01 unid
9	Careta protectora	01 unid

Tabla VIII.5 Procedimiento de Trabajo: Elem. de Seguridad Requeridos

ANÁLISIS DE SEGURIDAD EN EL TRABAJO

CAMBIO DE AISLADOR DE BAJA TENSIÓN				
RIESGOS EN EL TRABAJO			PROCEDIMIENTOS ESTÁNDAR DEL TRABAJO	
ETAPAS DEL TRABAJO	RIESGOS POTENCIALES	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO SEGURO	CONTROLES Y RECOMENDACIONES
PREPARACIÓN	<ol style="list-style-type: none"> 1. Accidente de Tránsito. 2. Traumatismo. 3. Daños a las herramientas y equipos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ropa de trabajo. 2. Casco dieléctrico. 3. Calzado de Seguridad dieléctrico. 4. Guantes de Cuero. 5. Cinturón de Seguridad del vehículo. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Preparar los materiales, herramientas y equipos a utilizar, en especial el revelador de tensión y líneas a tierra temporarias. La camioneta para el transporte de la unidad deberá estar operativa. 2. Verificar que el personal cuente con todos los EPP y revisar que se encuentren en perfectas condiciones. 3. Contar con Diagrama Unifilar y Planos Modulares de BT actualizados. 4. El personal debe ir sentado y con el cinturón de seguridad puesto. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Probar todos los equipos y herramientas antes de ser utilizados, para asegurar su eficacia. Solicitar su cambio si están en mal estado. 2. Cumplir con lo establecido en el Reglamento Nacional de Tránsito y de Vehículos. 3. Distribuir, en forma ordenada y asegurada, las herramientas, equipos y materiales a utilizar.
IDENTIFICACIÓN Y COORDINACIÓN	<ol style="list-style-type: none"> 1. Traumatismo. 2. Electrocuación. 3. Quemaduras eléctricas. 4. Daños a las herramientas y equipos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ropa de trabajo. 2. Casco dieléctrico. 3. Calzado de seguridad dieléctrico. 4. Guantes de cuero, protectores de guantes dieléctricos. 5. Lentes de seguridad. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Recabar las tarjetas de la Unidad de Redes. 2. Ubicar en el circuito de Baja Tensión la zona, poste o SED a intervenir. 3. Colocarse a una distancia prudente de las líneas o barras de Media Tensión, considerando el nivel de tensión. 4. Aislar la zona de trabajo, solicite dejar fuera de servicio el circuito. 	<p>El jefe de cuadrilla con el personal tendrá una charla de seguridad de 5 minutos, antes de iniciar la labor.</p>

ESTUDIO DE LOS COSTOS INCURRIDOS EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE UNA COOPERATIVA



EJECUCIÓN	<ol style="list-style-type: none"> 1. Accidente fatal. 2. Traumatismos. 3. Daños a terceros. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ropa de trabajo. 2. Casco dieléctrico. 3. Calzado de seguridad dieléctrico. 4. Guantes de cuero de trabajo pesado. 5. Guantes dieléctricos de MT/BT. 6. Careta de protección facial. 7. Cinturón de Seguridad con doble línea de vida. 8. Escalera. 9. Tranquera de seguridad. 10. Cinta de señalización. 11. Pértiga 3 cuerpos. 12. Herramientas aisladas. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Verificar la ausencia de tensión, instalar puesta a tierra. 2. Desamarrar el conductor del aislador. 3. Realizar el cambio del aislador. 4. Realizar las amarras. 5. Retirar la puesta a tierra. 6. Informar al Supervisor y/o notificar la culminación del trabajo, para restablecer el servicio. 	<p>Utilizar los equipos y herramientas adecuadas, así como los EPP.</p> <p>El trabajador al ascender y descender de la escalera deberá estar en todo momento atado con arnés de seguridad.</p>
CULMINACIÓN	<ol style="list-style-type: none"> 1. Accidente fatal. 2. Heridas cortantes. 3. Traumatismo. 4. Daños a terceros. 5. Electrocutión 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ropa de trabajo. 2. Casco dieléctrico. 3. Calzado de seguridad dieléctrico. 4. Guantes de cuero. 	<p>Culminado el trabajo, verificar que el personal se ha retirado del circuito y recabar la tarjeta de seguridad de todo el personal.</p>	<p>Concentración constante y orden.</p> <p>Cumplir en todo momento con las normas de seguridad.</p>
RETIRO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Daños a las herramientas o equipos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ropa de trabajo. 2. Casco dieléctrico. 3. Calzado de seguridad dieléctrico. 4. Guantes de cuero. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Recoger los equipos y herramientas empleadas en el trabajo, verificando su operatividad. 2. Ordenar la zona de Trabajo, dejándola libre de restos de materiales, tierra, escombros, etc. 3. Retirar las señalizaciones de la zona de trabajo. 	<p>Reportar los equipos y herramientas que hayan sufrido desperfectos, para su inmediata reparación o cambio de los mismos. Orden y limpieza.</p>

Tabla VIII.6 Procedimiento Estándar de Trabajo

Nota: No se deberá alterar el orden de los pasos estipulados y ante cualquier duda que se presente durante el trabajo, se deberá consultar a la supervisión.



ANEXO IX: PLANILLA DE REGISTRO DE ACTIVIDAD DIARIA

	Planilla de Registro de Actividad Diaria							Observaciones Generales		
	CÓDIGO VIGENCIA REVISIÓN FECHA DE REV.	Lugar de Trabajo	Distancia Total [Km]	Vehículo	Tiempo Total [min]	Hora Final	Hora Inicio		Descripción General de la Actividad Realizada	Empleado

Tabla IX.1 Planilla de Registro de Actividad Diaria

OT: Orden de Trabajo
OR: Orden de Reclamo