



Bases para la implementación de un módulo de gestión de demanda de energía a nivel de ramales de circuitos de distribución de media tensión con sistemas telecontrolados vía celular

Torres Niz, Javier Hernando  
Tuiran Manzur, Nayib José

Vanegas, Enrique  
Director

Universidad Tecnológica De Bolívar  
Ingeniería Eléctrica  
Cartagena de Indias  
2003

## RESUMEN

Las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica en las costa Atlántica Electricaribe – Electrocosta S.A E.S.P en la actualidad atiende un mercado de 1'436,044 clientes en los cuales se representa una deuda vencida de 424,294 Mil Millones de Pesos determinada en un gran porcentaje por los clientes que pertenecen a los estratos 1 y 2. Este tipo de clientes esta caracterizado por tener bajos índices de recaudo, alta antigüedad de las deudas vencidas, altos índices de perdidas de energía , producto de la cultura de la reconexión fraudulenta y la constante oposición a las actividades de suspensión del servicio llegando a casos en que la seguridad del personal operativo de la empresa queda expuesta. <sup>(1)</sup>

Como una nueva estrategia de actuación que permita facilitar la operación de la red de distribución eléctrica, realizando gestión en el suministro de energía eléctrica en los mercados de acuerdo con el comportamiento de los índices comerciales y reducir los choques con la comunidad en los operativos de suspensión, se proporciona en esta monografía las bases para la

---

<sup>(1)</sup> Datos obtenidos del sistema de información comercial de clientes de las empresas

implementación de un módulo de gestión de demanda de energía a nivel de ramales de circuitos de distribución Media Tensión 13.8 Kv, con equipos de maniobra telecontrolados vía celular desde una estación de mando remota supervisados con un sistema SCADA.

## GENERALIDADES

Comúnmente una red o un sistema eléctrico está compuesto básicamente de dos elementos: Plantas generadoras de energía eléctrica y los consumidores de esa energía. La conexión entre esas dos partes se efectúa mediante una red de transmisión que, por razones técnico-económicas se configura en una estructura jerárquica con varios niveles de tensión de transporte/ reparto y distribución (como puede verse en Figura 1)

El paso de un nivel de tensión a otro se efectúa en centros denominados subestaciones transformadoras, dotados tanto de sus transformadores adecuados, como de los sistemas necesarios de protección y maniobra.

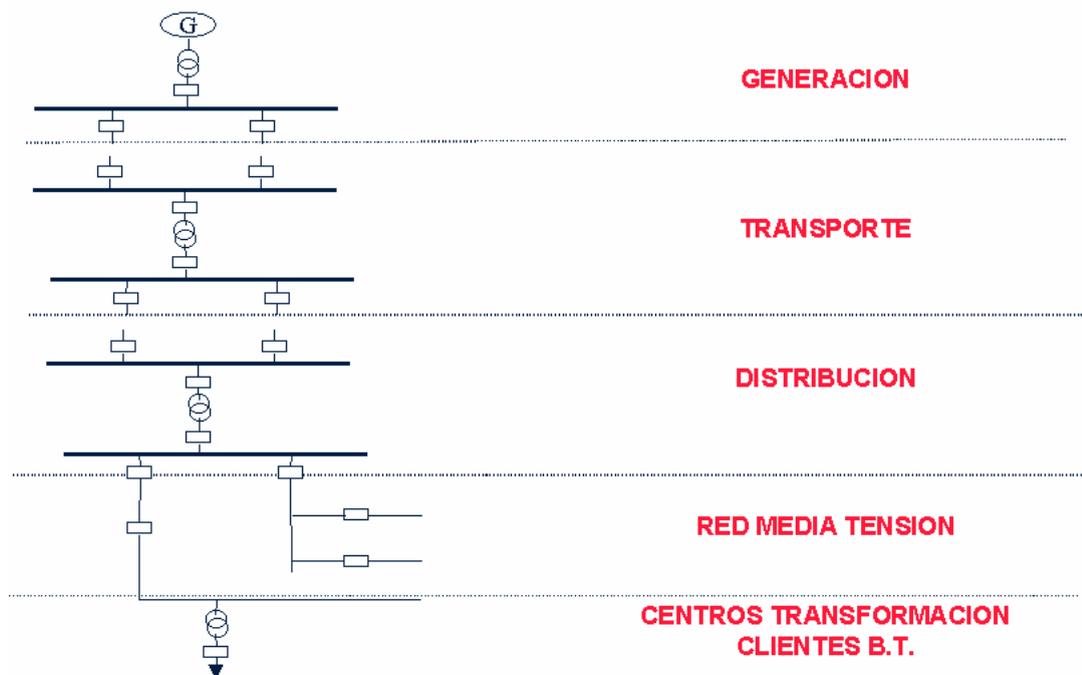


Figura 1. Estructura de una red eléctrica

La compañía suministradora debe garantizar la continuidad del servicio para el desarrollo de una sociedad moderna y dinámica. Todo estos cambios de la sociedad se ven reflejados en la compañía suministradora del servicio, donde se hace cada vez más complejos la planificación, gestión y explotación de la red eléctrica, para lo cual se buscan técnicas que ayuden a solucionar tareas en una forma más seguras y efectiva. Una solución práctica es la automatización en el control de la red.

Otro argumento para emigrar a una automatización esta asociado por las características geográficas de la red, es decir la forma como se dispersa el gran numero de subestaciones y centrales, esto obliga a mantener equipos técnicos en turnos resolviendo tareas de vigilancias y mantenimiento.

Por tal motivo la complejidad de las redes eléctricas, ha llevado a la generación de sistemas de controles que automatizan en cierta medida su explotación y al mismo tiempo generan mejoras a la calidad del servicio y disminuyendo costos. Los sistemas de control están formados por centros de controles, o conjuntos de estos en forma jerarquizada, además de un conjunto de unidades de transmisión remota (RTU) interconectadas entre sí.



**Figura 2. Posible estructura de un sistema de control**

En la Figura 2 se puede ver una estructura de un sistema de telecontrol control, donde es posible el flujo de información bidireccional entre cada RTU (Remote Terminal Unit) y el centro de control. Desde un puesto central, se realiza la supervisión, el control y la adquisición de datos, de varias unidades terminales remotas, a través de una red de comunicaciones. A continuación desglosaremos cada parte del sistema de telecontrol explicando las características propias aplicadas localmente.

**1. PROCEDIMIENTO PARA LA GESTION DE DEMANDA DE ENERGIA A NIVEL DE RAMALES EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA TENSIÓN (13.8 KV) EN LA EMPRESA ELECTRICARIBE – ELECTROCOSTA S.A E.S.P.**

Como procedimiento a seguir para la implementación de un modulo de gestión de demanda de energía a nivel de ramales en circuitos de media tensión (13.8 KV) se estable el siguiente:

- Definir los criterios de selección de barrios o área geográfica determinada en base a los indicadores comerciales, entendiéndose por indicadores los índices de recaudo de facturación de energía mensual, numero de clientes por barrio, numero de clientes con deudas, antigüedad de las deudas y monto de las deudas vencidas.
- Definir el tipo de mercado de clientes que se desee gestionar de acuerdo a los criterios establecidos previamente.
- Identificar el circuito de distribución en media tensión (13.8 KV) que suple la energía eléctrica al área a gestionar.
- Determinar en la topología del circuito de media tensión a que ramal(es) se le hará gestión.
- Ubicar en el circuito de media tensión el equipo de maniobra que será telecontrolado para realizar la gestión de demanda de energía eléctrica.

## Criterios de Selección.

Como criterios de selección se definen desde el punto de vista comercial:

- Mayor Numero de Clientes
- Mayor Numero de Clientes con deudas vencidas
- Mayor volumen de energía facturada
- Mayor monto de las deudas vencidas
- Menor recaudo de la facturación de energía eléctrica
- Distribución poblacional Urbano
- Antigüedad de las deudas
- Cultura de reconexión fraudulenta

**1.1 Análisis del Mercado de Energía en la empresa Electrocosta – Electricaribe S.A. E.S.P.** Las características de mercado de Energía para la Empresa Comercializadora de energía eléctrica en la Costa Atlántica ELECTRICARIBE - ELECTROCOSTA S.A. E.P.S. se resume en la siguientes tablas:

**Tabla 1. Descripción del Mercado Energético.**

MERCADO		No Regulado		Regulado		Total		
		ront.	Wh	ront.	Wh	ront.	Wh	Energ.
<b>PROPIO</b>								
	ELECTROCOSTA S.A. E.S.P. - ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.		9,0		60,0		49,0	84,6%
<b>PEAJE</b>			,0		,0		,0	0,0%
CA	COMERCIALIZADORA ANDINA DE ENERGIA S.A. E.S.P.		,4	3	,2	9	,6	0,3%
CE	COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL SINU	4	,3		,0	4	,3	0,2%
CRSC	COMERCIALIZAR S.A. E.S.P.		,3		,0		,3	0,1%

CORELCA	CORP. ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P.	6	,9		,0	7	,0	0,9%
DICEL	DISTR. Y COMERC. DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.		,7		,1		,7	0,1%
CARIBE	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE		,2		,0		,2	0,6%
COSTA	Electrocosta		,0		,0		,0	0,0%
EMGESA	EMGESA	6	1,5		,0	6	1,5	2,2%
EADE	EMPRESA ANTIOQUENA DE ENERGIA S.A. E.S.P.		,5		,0		,5	0,1%
EPSA	EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	0	,4		,0	0	,4	0,3%
URRA	EMPRESA URRA S.A. E.S.P.	4	,8		,0	4	,8	0,9%
EPM	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN	1	2,3		,0	1	2,3	2,3%
CONFIABLE	ENERGIA CONFIABLE	52	,8	74	,5	26	4,4	2,7%
FLORES	FLORES II S.A. & CIA S.C.A . E.S.P.	5	1,6		,0	5	1,6	2,2%
ISAGEN	ISAGEN	6	3,0		,0	6	3,0	2,5%
		54	63	43	68	97	31	00%

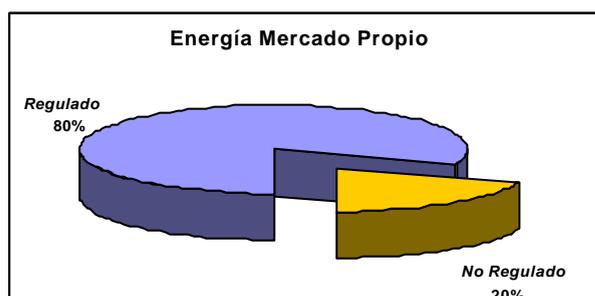


Figura 3. Mercado de energía para la empresa de comercializadora de energía eléctrica en la Costa Atlántica ELECTRICARIBE - ELECTROCOSTA S.A. E.P.S

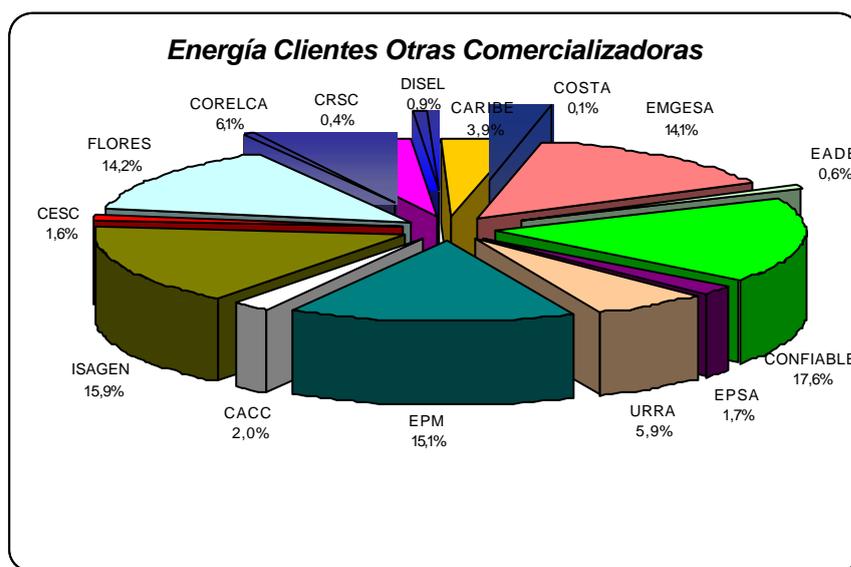


Figura 4. Descripción porcentaje de energía de clientes de otras comercializadoras.

Tabla 2. Segmentación del Mercado Propio (Datos de Mayo).

Mercado Propio	Cantidad Suministros	% En Clientes	Energía (GWh)	% Energía	Deuda (MM\$)	% Deuda
<b>Regulado</b>						
A. Público	221	0,02%	6	1,34%	26.431	6,23%
Comercial	65.525	4,56%	57	12,72%	47.724	11,25%
Industrial	3.423	0,24%	16	3,57%	24.809	5,85%
Oficial	9.286	0,65%	19	4,24%	21.558	5,08%
Estrato 1	457.845	31,88%	63	14,06%	122.503	28,87%
Estrato 2	449.199	31,28%	77	17,19%	101.580	23,94%
Estrato 3	210.346	14,65%	47	10,49%	39.804	9,38%
Estrato 4	55.167	3,84%	17	3,79%	9.893	2,33%
Estrato 5	27.903	1,94%	10	2,23%	4.516	1,06%
Estrato 6	27.715	1,93%	14	3,13%	6.159	1,45%
Subnormal	129.104	8,99%	33	7,37%	17.353	4,09%
<b>No Regulado</b>	310	0,02%	89	19,87%	1.964	0,46%
<b>Total</b>	<b>1.436.044</b>	<b>100%</b>	<b>448</b>	<b>100%</b>	<b>424.294</b>	<b>100%</b>

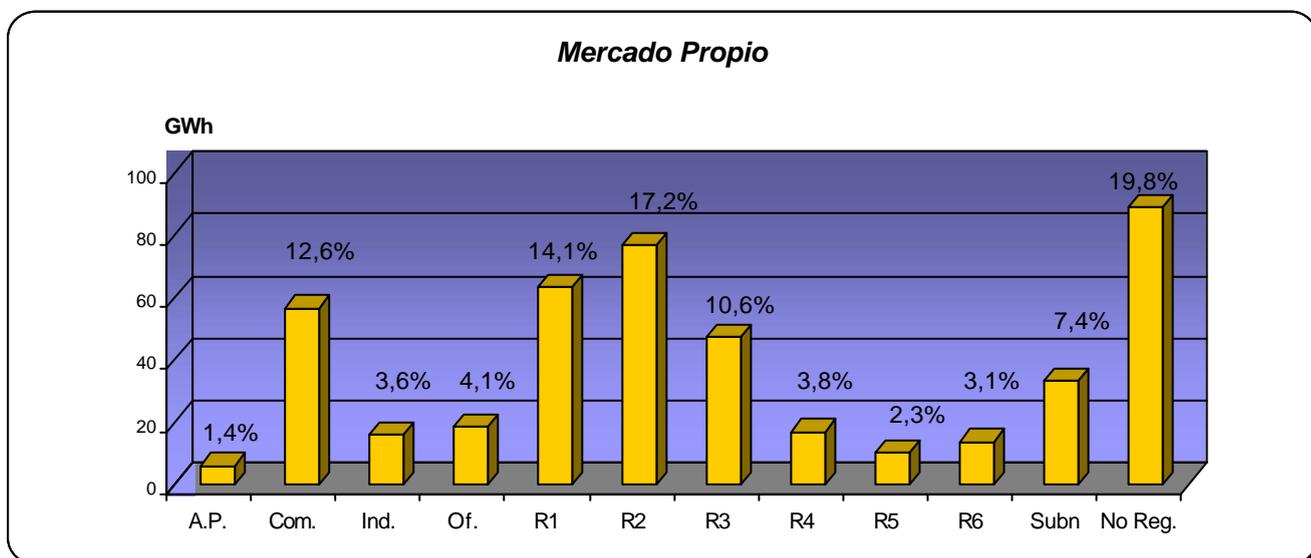


Figura 5. Participación energética del Mercado Propio.

Del análisis de las tablas anteriores se concluye que el segmento comercial de estrato 1 y 2 constituye el 63% de los clientes de ELECTRICARIBE -

ELECTROCOSTA S.A. E.P.S (907.044) y consumen el 31.25% del total de la energía facturada. Tal como podemos observar en la tabla 2 el total de los clientes de estratos 1 y 2 concentran el 52,81% de la cartera de la compañía, lo que comparado con el volumen de energía facturada (31.25%) refleja que el comportamiento en el pago de este segmento de clientes esta determinando el comportamiento de la cartera o deudas vencidas.

El 45% de la cartera de estratos 1 y 2 (\$224 mil millones) corresponde a áreas urbanas ubicadas en las ciudades capitales de departamento, y que seria el tipo de mercado de energía a gestionar inicialmente.

### **1.1.1 Análisis del Mercado de clientes de estratos 1 y 2 en el Departamento de Bolívar para la empresa Electrocosta S.A. E.S.P.**

La distribución poblacional de este tipo de Clientes para el caso de Bolívar esta considerada para el área urbana así:

**Tabla 3. Áreas urbanas con cantidades de suministros de E1 y E2.**

<b>Departamento</b>	<b>Municipio</b>	<b>CANT. SUMINISTROS</b>	<b>Deuda vencida en Millones de \$</b>
Bolívar	Cartagena	79.749	21.446.012.458
	Arjona	7.244	2.611.452.486
	Turbaco	7.586	1.616.479.205

Para el caso de la Ciudad de Cartagena tenemos el Comportamiento Comercial resumido en la tabla 4, organizada por Barrio de estratos 1 y 2 en lo referente a recaudo y cartera :

La recolección de información de la tabla 4 es del año 2003, los barrios a gestionar son aquellos con mayor deuda, según la información recolectada son:

- Boston
- El Pozón
- La candelaria
- Pasacaballos
- San francisco

Las variables usadas para el análisis son:

- Total suministro: Cantidad de usuarios con el servicio.
- Suministros en deuda: Cantidad de usuarios en mora.
- Deuda total: Saldo en mora de todo el barrio, es la deuda acumulada por todos los usuarios.
- Facturado: Costo de energía a pagar del mes.
- Recaudo: Porcentaje de recaudo recogido respecto del costo facturado.

**Tabla 4. Comportamiento Comercial por Barrio.**

BARRIO	Total Suministros	Suministros en Deuda	Deuda Total (\$)	Facturado (\$)	Recaudo (\$)	Recaudo Mes (%)
13 DE JUNIO	902	422	137.145.439	39.023.190	31.340.337	80%
13 DE MAYO	29	20	6.799.839	498.300	310.380	62%
20 DE JULIO	375	184	54.474.528	11.067.380	10.535.889	95%
7 DE AGOSTO	583	406	238.029.959	15.359.000	9.619.831	63%
9 DE ABRIL	77	47	23.038.246	2.074.250	1.047.522	51%
ALBORNOZ	209	98	63.709.810	13.896.640	16.356.115	118%
ALCIBIA	492	212	199.466.923	42.305.420	30.473.881	72%
ALTO BOSQUE	802	88	69.355.042	59.829.040	67.974.823	114%
ALTOS CAMPESTRE	221	17	2.026.617	6.947.590	6.781.894	98%
ALTOS DE SAN ISIDRO	681	262	30.092.641	19.394.470	16.350.539	84%
ALTOS DEL NUEVO BOSQUE	139	70	6.568.970	3.613.180	3.155.500	87%
AMBERES	770	238	118.093.106	68.160.830	69.714.077	102%
ANDALUCIA	374	176	89.188.418	11.444.740	8.374.460	73%
ANTONIO JOSE DE SUCRE	239	163	126.064.368	6.125.700	829.941	14%
ARARCA	122	75	48.015.687	2.946.360	385.102	13%
ARMENIA	365	129	52.549.678	80.787.780	56.213.880	70%
ARROYO DE LAS CANOAS	40	14	3.653.835	542.320	574.713	106%
ARROYO DE PIEDRA	181	163	71.778.196	3.532.870	557.135	16%
ARROYO GRANDE	365	132	90.720.847	8.006.440	6.994.611	87%
ARROZ BARATO	520	304	185.404.976	22.535.760	21.310.567	95%
BARLOVENTO	170	45	19.580.837	8.781.570	7.234.050	82%
BARRIO CHINO	497	164	188.684.446	70.847.910	31.476.016	44%
BARRIO EL SILENCIO	120	69	27.510.690	2.654.550	1.533.300	58%
BARRIO LA CONQUISTA	169 114	106	28.174.350	3.569.330	2.754.100	77%
BARRIO SAN ISIDRO	7	462	252.534.596	89.859.050	80.755.926	90%
BARRIO SIMON BOLIVAR	646	211	51.669.377	24.081.990	18.306.674	76%
BARRIO ZARAGOCILLA	241 2	905	453.521.639	217.145.450	143.907.053	66%
BARU	525	284	196.561.993	51.509.780	32.567.150	63%
BAYUNCA	170 8	1050	540.543.676	38.904.800	35.762.402	92%
BELLAVISTA	373	165	96.215.554	48.048.710	45.884.311	95%
BELLAVISTA - SEC. LIBERTADORES	189	101	42.447.163	4.716.340	3.843.370	81%
BERNARDO JARAMILLO	82	68	22.876.487	1.214.020	574.334	47%
BOCACHICA	748	513	144.459.042	14.080.880	4.949.813	35%
BOSQUE SECTOR CARTAGENITA	112	69	42.989.895	4.136.590	6.720.570	162%
BOSQUECITO	201	105	32.812.372	10.404.820	7.408.301	71%
BOSTON	154 7	981	698.978.676	64.963.970	33.687.363	52%
BRUSELAS	100 2	381	135.953.334	57.642.020	49.734.816	86%
BUENOS AIRES	523	123	68.641.467	25.439.030	23.228.280	91%

BARRIO	Total Suministros	Suministros en Deuda	Deuda Total (\$)	Facturado (\$)	Recaudo (\$)	Recaudo Mes (%)
CAMILO TORRES	80	51	27.918.949	1.930.440	774.820	40%
CAMINO DEL MEDIO	23	8	249.400	761.950	669.050	88%
CANAPOTE	1081	457	161.622.063	52.319.740	39.775.515	76%
CAÑO DEL ORO	244	150	27.753.348	3.240.230	2.220.152	69%
CASERIO VIVIANO	2	0	0	48.060	65.620	137%
CEBALLOS	965	588	312.512.963	39.785.840	25.655.912	64%
CERRO LA POPA	22	8	24.133.694	24.804.260	18.706.910	75%
CESAR FLOREZ	60	24	11.141.497	1.277.770	846.302	66%
CHAMBACU	6	5	8.535.239	79.200	0	0%
CHIPRE	204	38	27.456.223	19.198.770	19.888.605	104%
CIUDADELA INDIA CATALINA	113	54	5.004.110	3.047.450	2.734.330	90%
CIUDADELA 11 DE NOVIEMBRE	388	92	21.260.589	18.297.550	17.354.868	95%
CONSOLATA - SEC. ALTO PARAISO	164	27	8.475.411	5.583.390	6.376.917	114%
CONSOLATA SECTOR ALCAZARES	96	24	8.717.924	7.801.380	2.331.270	30%
CONSOLTA SECTOR VILLA ISABEL	23	4	3.548.365	793.860	374.750	47%
CRESPO	2356	320	191.687.232	269.477.300	255.409.850	95%
DANIEL LEMAITRE	1498	684	261.110.022	80.203.640	73.278.266	91%
EDUCADOR (BUENOS AIRES)	64	40	22.619.344	1.310.100	1.640.840	125%
EL BOSQUE	1897	389	404.483.220	367.217.540	312.334.102	85%
EL BOSQUE STOR LOMA DEL MARION	19	8	3.394.793	912.040	1.139.640	125%
EL BOSQUE-SECTOR EL ZAPATERO	132	95	80.599.937	2.727.520	1.274.304	47%
EL CARMELO	945	255	123.103.108	38.647.290	34.327.823	89%
EL EDUCADOR	376	159	67.037.050	10.570.010	7.418.532	70%
EL ESPINAL	588	229	182.048.922	70.214.240	71.793.407	102%
EL LIBANO	1449	841	296.582.629	57.014.500	49.748.791	87%
EL MILAGRO	654	351	204.550.557	19.745.250	19.425.772	98%
EL PARAISO	86	75	108.419.395	5.185.960	469.654	9%
EL PORVENIR	440	263	136.121.555	13.219.760	8.711.796	66%
EL POZON	4298	3052	1.611.449.357	102.933.100	56.114.695	55%
EL PRADO	763	283	182.148.421	102.942.900	99.869.160	97%
EL PROGRESO	3	1	669.240	40.410	24.750	61%
EL PUEBLITO	56	38	8.062.098	1.138.430	491.939	43%
EL RECREO	658	106	42.567.570	51.843.680	46.070.091	89%
EL REPOSO	371	207	92.825.341	6.180.570	5.641.414	91%

BARRIO	Total al Suministros	Suministros en Deuda	Deuda Total (\$)	Facturado (\$)	Recaudo (\$)	Recaudo Mes (%)
EL RUBI	248	71	63.983.325	43.581.220	38.575.110	89%
ESCALLON VILLA	1540	425	145.527.088	85.052.840	80.242.369	94%
ESPAÑA	646	224	111.805.576	44.810.700	52.621.126	117%
FLORIDA BLANCA	84	24	15.400.255	4.873.470	3.650.354	75%
FREDONIA	933	659	271.910.301	19.040.310	12.514.565	66%
HENEQUEN	74	67	35.743.631	2.398.520	1.753.230	73%
ISLA DE MANZANILLO	305	25	23.834.799	149.051.830	134.373.320	90%
JARDINES DE JUNIO	154	64	16.508.452	13.743.480	6.544.507	48%
JOSE ANTONIO GALAN	207	162	96.703.429	5.073.910	2.408.598	47%
JUAN XXIII	192	64	19.736.187	18.226.440	17.909.548	98%
JUNIN	439	247	103.335.849	14.337.060	13.570.474	95%
LA BOQUILLA	1361	795	519.885.528	96.130.820	63.087.988	66%
LA CAMPIÑA	883	409	130.338.842	33.120.580	26.342.568	80%
LA CANDELARIA	1110	808	694.534.703	37.494.230	13.620.121	36%
LA CENTRAL	385	112	55.380.223	13.805.090	12.736.493	92%
LA CONSOLATA	988	324	133.900.609	36.282.350	27.688.568	76%
LA ESPERANZA	1832	1125	630.179.576	56.832.870	37.845.704	67%
LA ESPERANZA - LAS DELICIAS	81	33	49.899.082	9.224.950	8.410.490	91%
LA GAITANA	87	40	17.357.928	2.228.900	2.202.034	99%
LA GLORIA	288	184	109.324.118	7.582.370	5.272.733	70%
LA INDIA CATALINA	158	62	8.427.742	2.788.250	1.965.870	71%
LA MARIA	1496	859	333.886.446	44.686.570	32.477.499	73%
LA PAZ	193	167	84.895.949	4.308.570	2.033.093	47%
LA PROVIDENCIA	455	75	59.950.091	43.196.880	39.820.802	92%
LA QUINTA	811	446	222.618.590	47.917.740	41.217.771	86%
LA SIERRITA	86	61	41.461.517	2.553.950	1.307.599	51%
LA VICTORIA	849	414	123.766.062	26.275.820	16.735.391	64%
LAS AMERICAS	477	372	141.805.144	8.692.560	5.731.426	66%
LAS BRISAS	297	216	100.989.676	5.256.990	2.702.600	51%
LAS DELICIAS	315	116	97.689.498	16.678.920	15.897.426	95%
LAS GAVIOTAS	1987	396	128.337.521	98.847.990	99.247.817	100%
LAS LOMAS	133	81	31.304.474	3.152.680	2.348.700	74%
LETICIA	44	36	7.291.221	960.610	376.360	39%
LO AMADOR	744	334	139.511.734	64.340.520	36.128.161	56%
LOMA FRESCA	306	263	171.556.249	7.178.880	1.409.943	20%
LOS ALPES	1754	409	141.765.430	146.534.680	141.387.614	96%
LOS ALPES SECTOR EL TRIUNFO	163	71	6.779.288	5.029.460	5.023.750	100%
LOS CEREZOS	452	108	20.220.381	31.258.700	9.511.287	30%
LOS CERROS	306	149	16.556.550	8.267.420	7.603.586	92%
LOS CIRUELOS	253	108	87.468.975	16.459.980	7.643.639	46%
MAMONAL	127	24	249.848.096	281.688.730	208.450.240	74%

BARRIO	Total Suministros	Suministros en Deuda	Deuda Total (\$)	Facturado (\$)	Recaudo (\$)	Recaudo Mes (%)
MANZANARES	108	44	23.248.788	1.715.870	1.433.427	84%
MANZANILLO DEL MAR	60	36	13.068.313	1.990.910	631.120	32%
MARBELLA	591	166	45.096.803	50.747.590	42.237.090	83%
MARIA AUXILIADORA	23	7	6.043.640	4.868.790	5.895.600	121%
MARIA CANO	70	37	16.057.366	1.650.890	1.586.889	96%
MEDELLIN	268	130	66.902.633	11.089.290	6.144.694	55%
MEMBRILLAL	278	184	72.892.878	6.297.100	5.996.478	95%
MIRADOR DEL NUEVO BOSQUE	104	41	7.161.128	2.832.310	2.174.490	77%
MONSERRATE	201	94	33.453.436	6.768.710	4.788.550	71%
NARIÑO	175	121	124.607.920	7.979.560	2.821.228	35%
NELS/MANDELA-(7 DE DICIEMBRE)	101	99	93.815.958	4.939.120	0	0%
NELS/MANDELA-(ANDRES PASTRANA)	54	54	77.973.140	2.535.150	0	0%
NELSON MANDELA	34	30	316.874.349	41.718.690	8.035.410	19%
NELSON MANDELA - (CONQUISTA)	21	21	44.899.161	1.894.020	0	0%
NELSON MANDELA (BELEN)	93	93	45.531.724	1.730.720	0	0%
NELSON MANDELA (EDEN)	28	27	34.741.180	2.154.610	0	0%
NELSON MANDELA (EL PROGRESO)	34	31	33.854.188	2.362.110	0	0%
NELSON MANDELA (LAS BRISAS)	11	11	3.142.505	0	0	#¡D! V/0!
NELSON MANDELA (LAS COLINAS)	168	166	110.312.010	2.739.810	0	0%
NELSON MANDELA (MILLO)	102	102	61.526.635	2.773.290	2.083.190	75%
NELSON MANDELA (TRUPILLOS)	96	96	61.313.963	3.519.830	0	0%
NUEVA GRANADA	415	190	38.501.275	10.275.390	8.816.290	86%
NUEVA VENECIA	61	42	15.442.271	962.830	595.950	62%
NUEVO BOSQUE	254	918	336.269.547	157.883.940	150.440.692	95%
NUEVO CAMPESTRE	284	56	42.225.073	17.758.850	16.895.482	95%
NUEVO CHILE	3	2	43.980	86.480	42.500	49%
NUEVO PARAGUAY	18	8	6.862.494	589.600	450.440	76%
NUEVO PARAÍSO	853	598	345.368.386	22.061.240	9.781.653	44%
NUEVO PORVENIR	40	32	21.416.654	1.043.690	422.220	40%
OLAY/HERRE.- SEC.SN/JOSE OBRERO	290	197	92.101.634	6.361.610	4.589.330	72%
OLAYA HERRERA	448	2844	1.560.635.233	128.799.590	80.181.743	62%
OLAYA HERRERA SEC. RICAURTE	556	414	309.077.134	17.719.960	6.159.997	35%
OLAYA HERRERA SECTOR ESTELA	16	9	2.066.886	306.850	552.121	180%

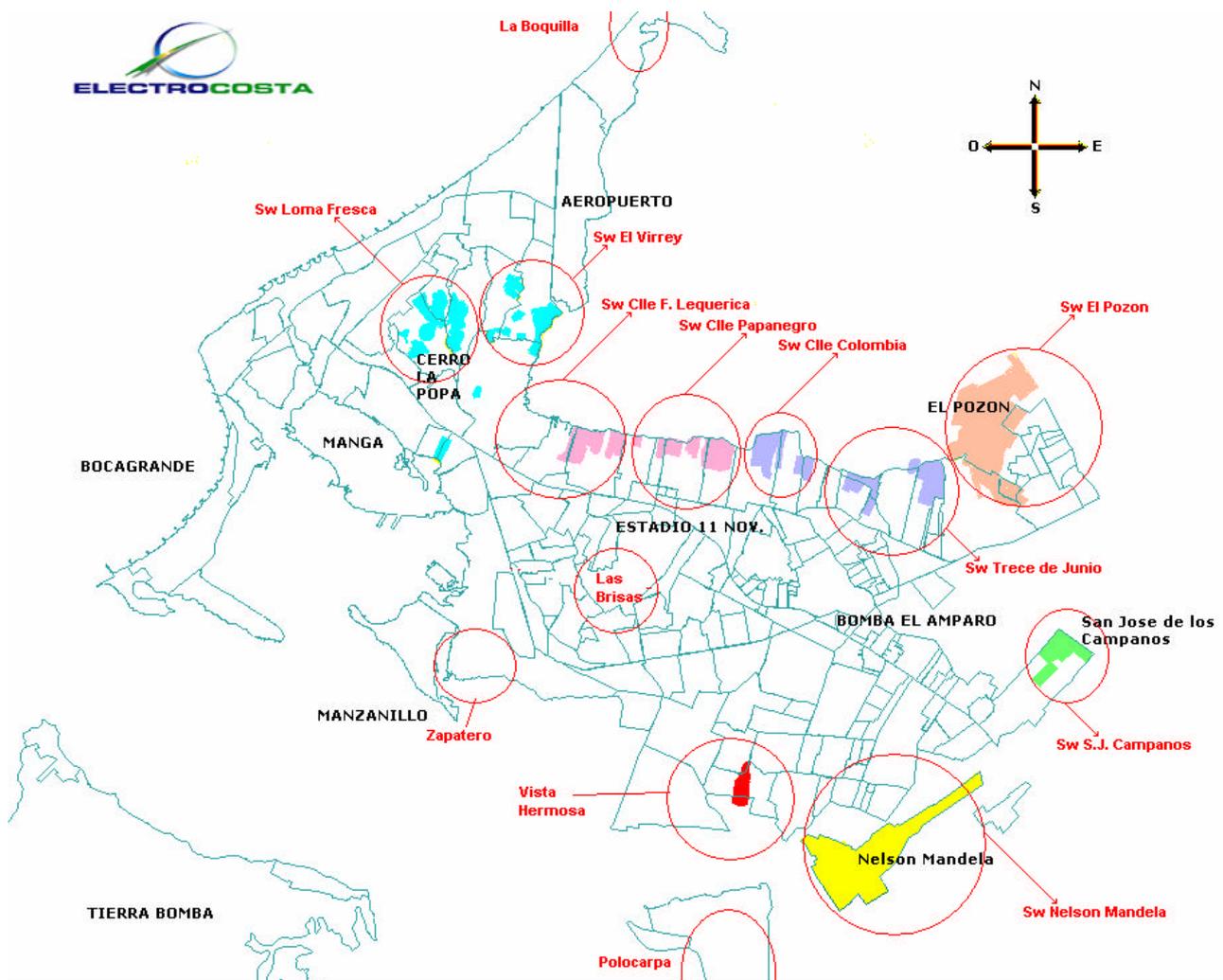
BARRIO	Total Suministros	Suministros en Deuda	Deuda Total (\$)	Facturado (\$)	Recaudo (\$)	Recaudo Mes (%)
OLAYA HERRERA-SEC. EL PROGRESO	379	266	123.106.539	8.261.480	5.012.793	61%
OLAYA HERRERA-SEC. LA PUNTILLA	623	436	247.124.723	15.327.370	7.828.233	51%
OLAYA HERRERA-SEC.LA MAGDALENA	237	182	103.007.786	5.162.990	1.739.757	34%
OLAYA HERRERA-SEC.PLAYA BLANCA	9	8	3.361.278	137.960	6.420	5%
OLAYA HERRERA-SEC/11 DE NOVIE.	18	8	4.469.210	2.207.710	8.243.270	373%
PALESTINA	150	113	59.352.096	6.174.020	2.919.588	47%
PALESTINA SECTOR LA HEROICA	23	17	4.725.366	399.870	219.460	55%
PALESTINA SECTOR LA PRIMAVERA	2	1	660.646	4.970	4.970	100%
PANTANO DE VARGAS	327	304	209.437.875	3.842.280	1.038.352	27%
PARAGUAY	318	139	59.082.848	13.991.760	12.597.902	90%
PASACABALLO	1342	1023	630.616.687	33.110.140	13.371.195	40%
PASEO BOLIVAR	1153	471	224.737.681	68.822.500	71.417.920	104%
PEDRO SALAZAR	178	77	39.335.761	6.319.540	5.035.420	80%
PETARES	319	250	137.553.722	5.584.540	2.011.790	36%
PIEDRA DE BOLIVAR	549	316	126.734.299	18.637.120	17.212.486	92%
POLICARPA	703	474	424.648.629	21.154.880	8.341.586	39%
PONTEZUELA	461	299	189.636.472	20.039.350	27.978.175	140%
POZON ( 20 DE ENERO)	235	169	76.074.538	3.835.520	1.113.136	29%
POZON (NUEVO HORIZONTE)	136	131	48.985.668	384.130	321.984	84%
PUERTA DE HIERRO	162	116	108.159.131	20.194.300	19.100.013	95%
PUERTO REY	83	71	23.436.608	1.314.220	398.330	30%
PUNTA ARENAS	116	60	8.793.143	3.346.880	2.210.086	66%
PUNTA CANOA	139	105	35.888.303	35.454.350	30.351.145	86%
QUINDIO	196	68	23.517.633	5.812.390	5.333.634	92%
QUINDIO SECT. LA COQUERA	47	11	846.624	1.193.810	1.386.030	116%
REP DE CHILE (NUEVO CHILE)	22	8	2.901.497	418.880	288.300	69%
REPUBLICA DE CHILE	1385	633	154.243.036	46.165.040	38.510.177	83%
REPUBLICA DE VENEZUELA	414	274	156.257.686	14.311.000	6.550.757	46%
REPUBLICA DEL CARIBE	287	240	126.005.042	6.111.150	1.514.363	25%
SAN FERNANDO	2907	887	1.742.192.845	117.190.150	86.742.408	74%
SAN FERNANDO SECTOR KALAMARY	122	44	10.870.266	4.500.950	2.864.403	64%
SAN FERNANDO SECTOR BERLIN	141	36	16.975.926	4.990.250	3.732.690	75%
SAN FRANCISCO	1440	1100	944.359.215	76.814.670	16.631.068	22%

BARRIO	Total Suministros	Suministros en Deuda	Deuda Total (\$)	Facturado (\$)	Recaudo (\$)	Recaudo Mes (%)
SAN FRANCISCO SECTOR LA POZA	37	16	898.990	610.910	529.880	87%
SAN JOSE DE LOS CAMPANOS	1716	698	447.234.747	79.774.200	50.451.456	63%
SAN PEDRO MARTIR	1227	605	308.546.671	32.851.260	24.474.917	75%
SAN VICENTE DE PAUL	68	49	17.043.675	1.295.680	6.358.677	491%
SANTA ANA	550	292	137.647.778	14.219.310	5.675.359	40%
SANTA MARIA	424	301	160.602.167	10.614.450	5.954.791	56%
SANTA RITA	631	313	124.678.304	23.451.710	20.952.496	89%
SEC. UNIDOS - NUEVO JERUSALEN	87	40	7.770.262	1.054.370	565.840	54%
SECTOR DONA MANUELA	193	101	78.010.533	16.652.930	13.240.089	80%
SECTORES UNIDOS	91	56	25.057.175	1.635.910	777.784	48%
SIMON BOLIVAR	521	273	124.202.445	12.356.400	6.836.345	55%
TACARIGUA	342	67	21.901.284	17.959.670	14.489.867	81%
TERNERA	793	306	215.111.108	89.474.690	74.596.557	83%
TESCA NUEVO	326	114	33.379.505	19.465.530	19.505.180	100%
TIERRA BAJA	111	61	28.617.929	2.409.140	874.956	36%
TIERRA BOMBA	351	256	70.834.696	9.056.060	3.099.125	34%
TORICES	1904	877	402.092.916	156.583.560	133.797.128	85%
TORICES - SECTOR PAPAYAL	4	0	0	17.150	17.150	100%
TORICES -SECTOR SAN PEDRO	348	225	120.971.400	10.409.160	6.036.058	58%
URB LAS COLINA	45	37	5.974.770	1.047.930	246.160	23%
URB.BELLA SUIZA	32	9	449.291	771.010	609.540	79%
URB.BOSQUES DE LA CEIBA	56	14	978.720	3.244.230	1.741.310	54%
URB.CHAPACUA	581	227	85.055.227	16.184.250	13.906.268	86%
URB.CHIQUINQUIRA	937	459	177.467.050	45.573.230	33.187.251	73%
URB.EL CAMPESTRE	1945	297	134.871.688	95.447.030	89.804.445	94%
URB.EL NAZARENO	366	223	88.266.254	6.484.670	4.214.189	65%
URB.ESMERALDA I	79	47	18.029.512	1.185.140	527.664	45%
URB.ESMERALDA II	56	45	17.608.153	660.450	169.050	26%
URB.JAIME PARDO LEAL	43	35	13.499.176	546.110	169.020	31%
URB.LA INDIA	258	97	22.620.782	11.510.810	9.982.130	87%
URB.LAS PALMERAS	1090	458	74.323.964	34.956.760	28.429.608	81%
URB.LAS REINAS	137	82	37.288.926	3.384.870	2.403.096	71%
URB.LOS CALAMARES	1996	595	127.359.010	66.240.190	63.078.515	95%
URB.LOS JARDINES	455	106	45.603.156	21.945.120	13.811.510	63%
URB.LUIS CARLOS GALAN	355	124	30.353.707	20.431.220	4.742.925	23%
URB.MANUELA VERGARA DE CURI	84	60	19.647.726	1.043.780	611.680	59%
URB.NUEVOS JARDINES	127	26	9.989.122	5.302.970	3.205.987	60%

BARRIO	Total Suministros	Suministros en Deuda	Deuda Total (\$)	Facturado (\$)	Recaudo (\$)	Recaudo Mes (%)
URB.PABLO VI II	459	316	169.144.435	9.756.150	5.528.070	57%
URB.SOR TERESA DE CALCUTA	68	47	30.248.454	4.337.600	285.770	7%
URB.VILLA ANDREA	19	5	610.980	3.688.230	578.950	16%
URB.VILLA BARRAZA	70	40	10.422.895	3.007.290	1.640.390	55%
URB.VILLA ROSITA	512	211	53.101.378	12.777.540	11.255.589	88%
URB.VILLA RUBIA	239	71	25.382.602	7.736.780	5.713.396	74%
VILLA ESTRELLA	629	334	136.608.027	54.322.410	46.372.524	85%
VILLA FANNY	29	17	46.022.644	4.766.880	35.010	1%
VILLA MARGARITA	126	48	19.134.274	5.512.840	2.337.330	42%
VISTA HERMOSA	1032	409	177.736.762	39.532.740	35.103.000	89%
Total general	1144.464	53.665	29.701.358.318	6.368.886.980	5.019.714.101	79%

Identificado el tipo de mercado de energía con los mas bajos índices de recaudo, el mas alto monto de deudas vencidas (Cartera), con el histórico de los mas bajos índices de efectividad de la suspensión del Servicio dada las condiciones de índole social en donde las comunidades ofrecen oposición condicionando en múltiples ocasiones la seguridad del personal operativo que realiza estas las labores de suspensión y la cultura de reconexión fraudulenta, da paso a exponer una estrategia de gestión para ejercer control del mercado, enfocándolo a la disminución de la cartera vencida, incremento del recaudo y limitación de suministro. Pero en este caso no a nivel individual de suministro si no de área geográfica atendida por circuito.

A Continuación se muestra la ubicación geográfica de varios barrios en la ciudad de Cartagena con las características expuestas anteriormente.



**Figura 6. ubicación geográfica de barrios con mas deuda en la ciudad de Cartagena.**

Aplicando los criterios expuestos en el numeral 2.1 Identificamos los barrios con la mayor deuda y el mas bajo recaudo (Menor 70%) ,mayor numero de usuarios, el mayor volumen de facturación de energía, la deudas de mayor antigüedad se obtiene el siguiente listado de barrios:

**Tabla 5. Barrios con la mayor deuda.**

BARRIO	Total Suministros	Suministros en Deuda	Deuda Total (\$)	Facturado (\$)	Recaudo (\$)	Recaudo Mes (%)
BARRIO ZARAGOCILLA	2412	905	453.521.639	2 17.145.450	143.907.053	66%
BOSTON	1547	981	698.978.676	64.963.970	33.687.363	52%
EL POZON	4298	3052	1.611.449.357	102.933.100	56.114.695	55%
LA BOQUILLA	1361	795	519.885.528	96.130.820	63.087.988	66%
LA CANDELARIA	1110	808	694.534.703	37.494.230	13.620.121	36%
LA ESPERANZA	1832	1125	630.179.576	56.832.870	37.845.704	67%
OLAYA HERRERA	4482	2844	1.560.635.233	128.799.590	80.181.743	62%
PASACABALLO	1342	1023	630.616.687	33.110.140	13.371.195	440%
SAN FRANCISCO	1440	1100	944.359.215	76.814.670	16.631.068	222%

Según la tabla anterior para la ciudad de Cartagena en estos barrios se concentra 7744 Millones de deuda vencida un equivalente al 36 % de la deuda total del estrato 1 y 2 en la ciudad.

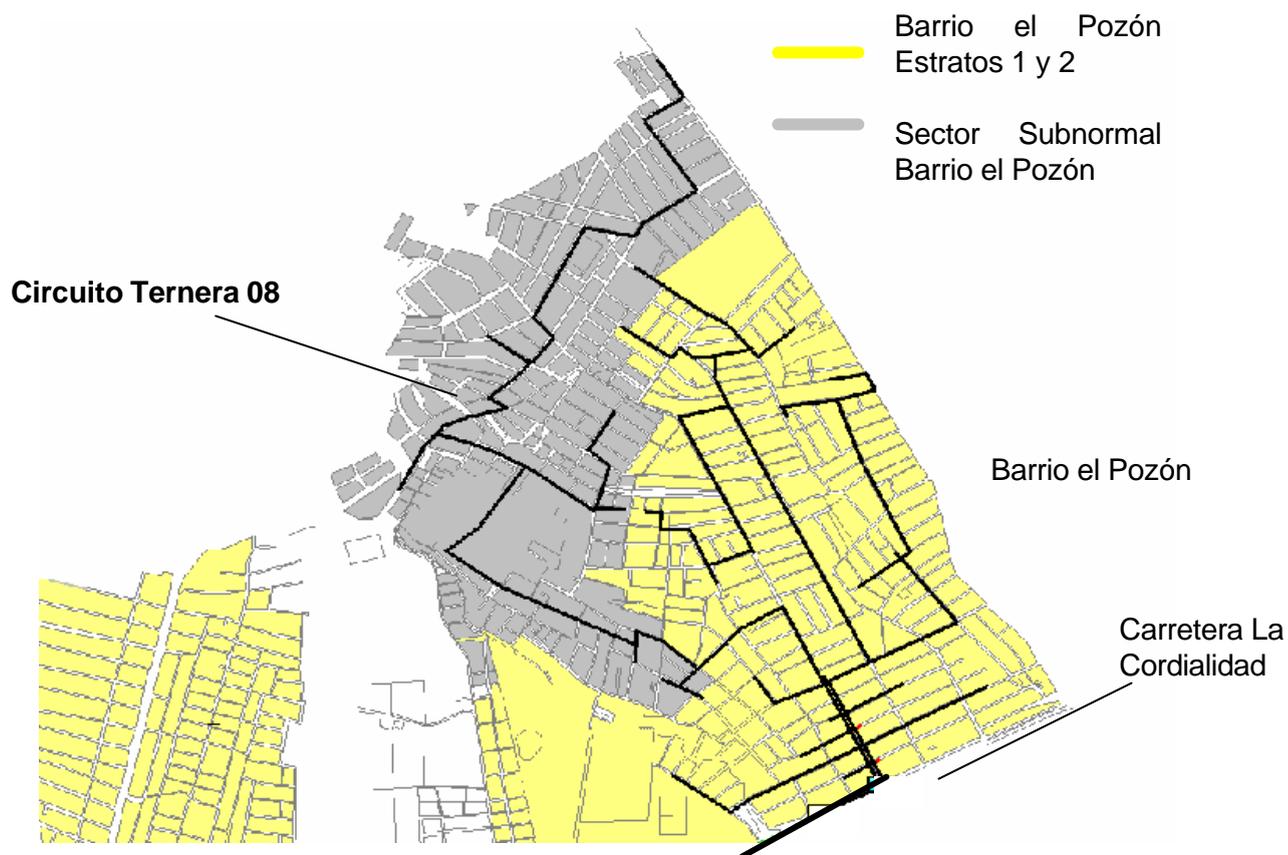
Se selecciona el Barrio el Pozón por ser el barrio con el mayor número de clientes en deuda, el mayor monto de deuda vencida, alto índices de pérdidas de energía por ser este sector de la cultura de la reconexión fraudulenta y de constantes choques de la comunidad cuando se realizan los operativos de cortes o suspensión del servicio de energía; además de estar en la influencia de asentamientos humanos informales muchos de ellos producto de los desplazamientos de las zonas en conflicto del país, estos asentamientos se han clasificado por la autoridad competente (Municipio) como sectores subnormales lo cual está reglamentado en la resolución de la CREG 120 del

2001(Se trata todo el asentamiento como un único cliente, con única medición y facturación). Estos sectores subnormales presentan muy bajo recaudo de energía, en donde predomina la cultura del no pago de la energía eléctrica y la constante oposición violenta al la suspensión del servicio de energía.

## **1.2 IDENTIFICACIÓN DE RAMALES A GESTIONAR Y UBICACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE MANIOBRA DEL CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN 13.8 KV.**

Según la ubicación geográfica del barrio a gestionar se verifica en la cartografía de la ciudad la cobertura de todos los circuitos de media tensión y se identifica el circuito suministra energía al barrio a gestionar. Para el caso del barrio el Pozón en la ciudad de Cartagena se realizo consulta en la Base de Datos de instalaciones de la Empresa Electrocosta y se identificó el circuito Ternera 08 de la Subestación Ternera es el que suministra energía eléctrica a el barrio en consideración.

En la siguiente figura se muestra la cobertura del circuito Ternera 08 en el barrio el Pozón.



**Figura 7. cobertura del circuito Ternera 08 en el barrio el Pozón.**

Para realizar la gestión sobre los ramales debemos saber con exactitud a que grupo de personas afectarían las medidas de razonamiento o gestión, alcance de los ramales que se intervendrán y la ubicación exacta de los Swiches.

En la siguiente grafica se muestra la propuesta de los ramales a gestionar. El ramal rojo gestiona los clientes de estrato 1 y 2 del barrio el Pozón y el ramal azul todos los asentamientos subnormales.

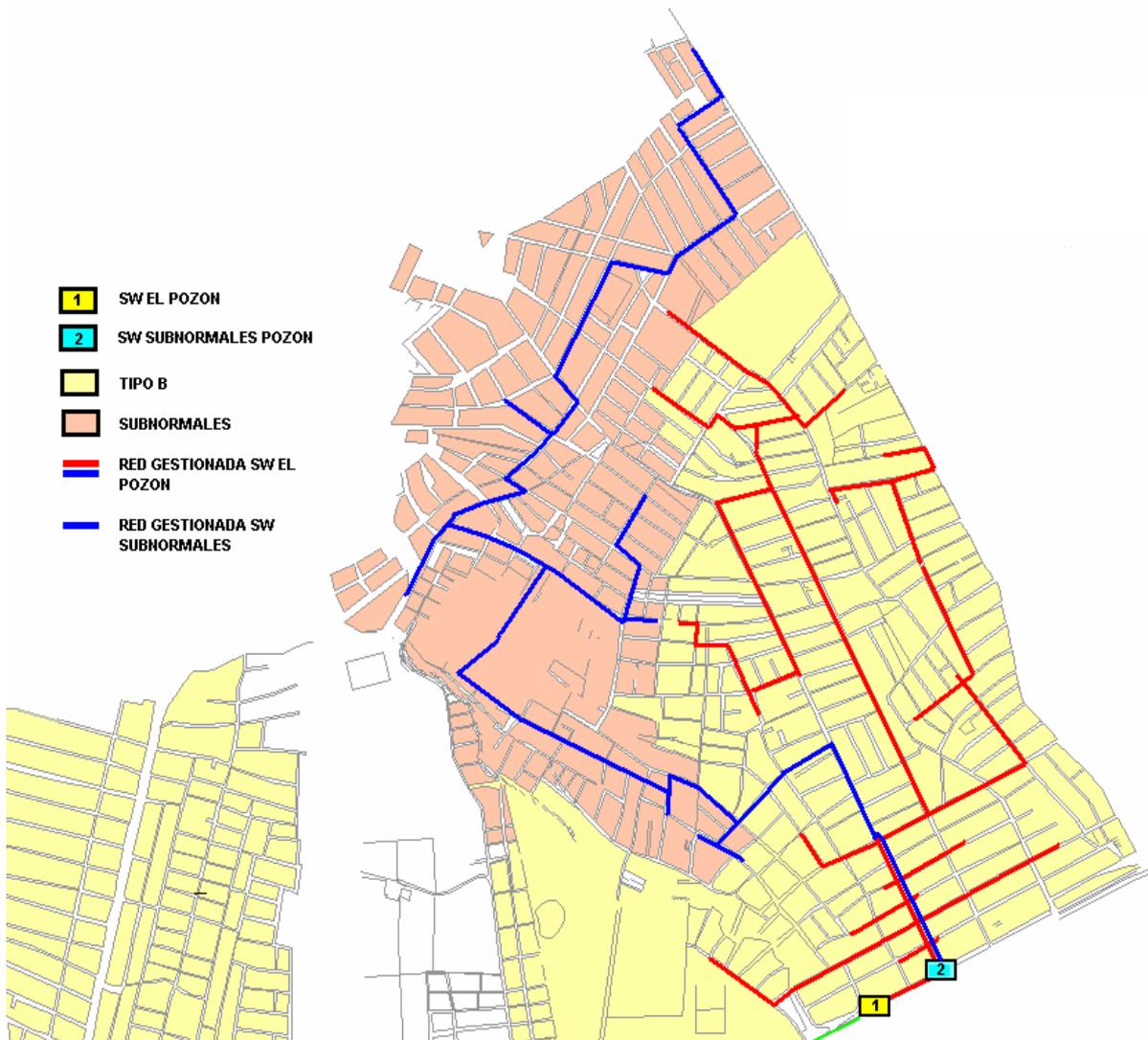


Figura 8. los ramales a gestionar.

Para la ubicación de los elementos de maniobra se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Altura mínima del apoyo o poste debe ser de 12 m de tal forma que exista el suficiente espacio para el montaje y conexión de los equipos de maniobra a la red de distribución a gestionar.
- La estructura de media tensión en el apoyo o poste donde se instale el equipo de maniobra para la gestión debe ser del tipo doble terminal.
- Se debe colocar protección contra sobrecargas antes del equipo de maniobra.

Hasta aquí se ha determinado el área geográfica o barrio y el ramal de media tensión al que se le desea hacer gestión por medio de elementos de maniobras Telecontrolados. En el capítulo siguiente se explica las características de los elementos de maniobra y gestión y su esquema de operación.

## 2. ELEMENTOS DE MANIOBRA

El elemento de maniobra es el equipo encargado de realizar la gestión a nivel de los ramales de media tensión a 13.8 KV. Las características mínimas que debe tener este equipo son las siguientes:

- Nivel de aislamiento para operación a voltajes de 13.8 KV en condiciones normales de funcionamiento.
- Poder de corte para realizar maniobras bajo carga de hasta 400 A. ( La capacidad de los circuitos de media tensión esta limitada a 400 A dado que el máximo calibre del conductor para redes aéreas a 13.8 KV para Electrocosta – Electricaribe es 4/0 de Cobre).
- Mecanismo para la extinción del arco. En aceite o SF6 por las altas corrientes que se manejan.
- Numero de fases.
- Poseer Mando manual y eléctrico.
- Poseer armario de control con fuente de alimentación para la gestión del mando eléctrico y las interfaces necesarias para el telecontrol.
- Disposición de montaje sea del tipo poste.

Para establecer la magnitud de la máxima corriente a gestionar por el elemento de maniobra se debe conocer estas corrientes en las horas de la máxima demanda del ramal en consideración. Dependiendo del tipo de carga que maneje el ramal del circuito será la hora de la máxima demanda, para un sector residencial la demanda máxima esta entre las 08:00 PM y 10:00 PM.

Para el ramal del barrio el Pozón se tomaron las lecturas de corrientes en cada una de las fases en varias horas del día a fin de establecer la máxima corriente a que el equipo de maniobra estaría expuesto y el volumen de energía a gestionar.

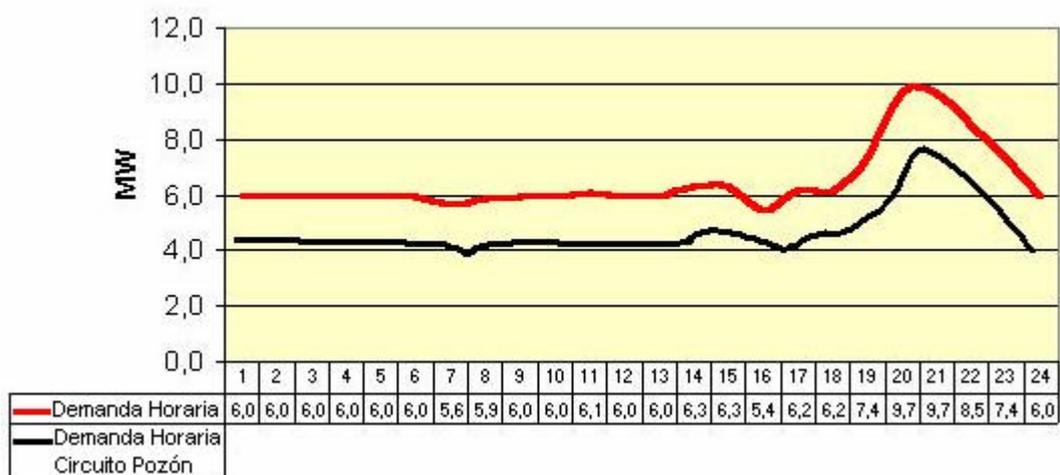


Figura 9. Curva Demanda Diaria del Circuito.

**Tabla 10. lectura de Corrientes hecha a nivel de media tensión en la entrada del circuito al barrio el Pozón.**

Mañana				Tarde			Pico																				
HORA	CORRIENTE FASE			HORA	CORRIENTE FASE			HORA	CORRIENTE FASE			POTENCIA (MW)			CARGA INSTALADA	CARGABILIDAD (A DEMANDA MAXIMA)	FACTOR DE CARGA		PORCENTAJE DE CARGA UTILIZADA CON RESPECTO A LA ENTREGADA POR LA SUBESTACIÓN								
	1	2	3		1	2	3		1	2	3								MAÑANA	TARDE	NOCHE				MAÑANA	TARDE	NOCHE
	12:19	78,9	102,5		93,2	16:27	80,1		103,5	93,7	20:47								141	187	163	2,2				4,413	89%

En la hora pico la máxima corriente es de 187 A. Con estos datos se selecciona el equipo de maniobra el fabricante suministra las siguientes características:

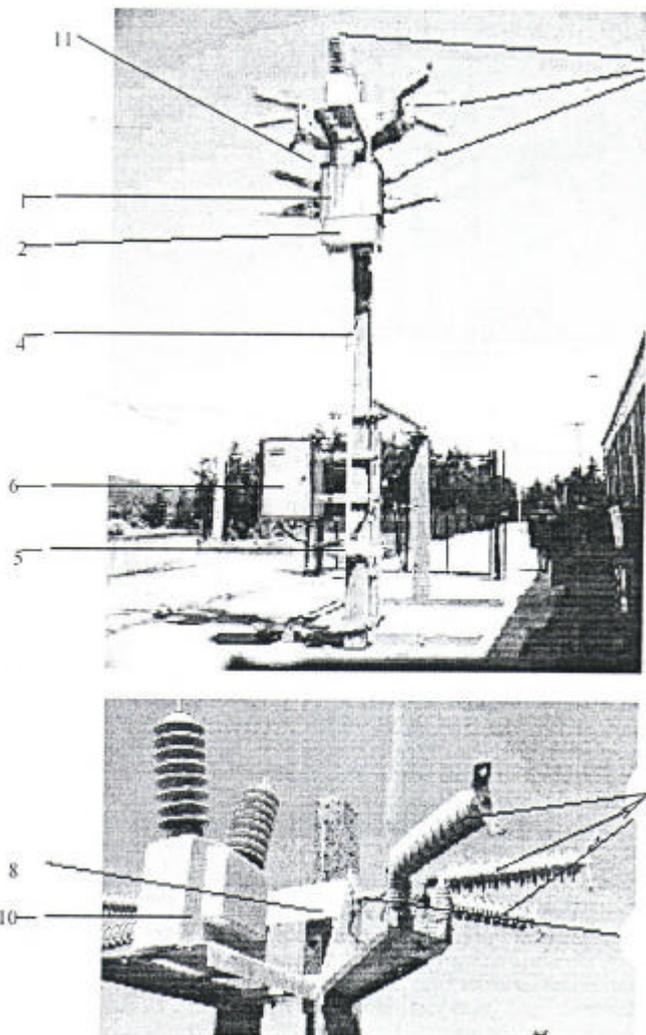
(Interruptor Schneider Tripolares / Interruptores Monopolares ). Es un interruptor-seccionador aéreo teledirigido PM6 para redes de distribución pública.

Básicamente está compuesto de:

- Interruptores trifásicos de corte.
- Mando eléctrico.
- Mando manual.
- Armario de control, con fuente de alimentación, la gestión del mando eléctrico y el cableado para el telecontrol.

El conjunto está preparado para ser fijado sobre el soporte de la línea de media tensión. Puede ser maniobrado a distancia mediante el teledirigido situado en el armario o puede ser maniobrado de la forma local mediante el mando manual al pie del soporte.

La figura 10 muestra una descripción física del interruptor usado.



1. Interruptor SF6
2. Mando eléctrico
3. Enlaces M.T.
4. Transmisión de mando manual.
5. Mando manual.
6. Armario de control.
7. Estructura del anclaje
8. chasis soporte.
9. pararrayos.
10. Transformador de tensión.
11. Captador de intensidad.

**Figura 10. Descripción física del interruptor usado.**

El aparato base se compone de un conjunto de interruptores más el mando eléctrico, estos están montados en un chasis que los protege del ruido eléctrico y las inclemencias del ambiente. Todo el dispositivo tiene un mando manual que es accionable desde la base del poste.

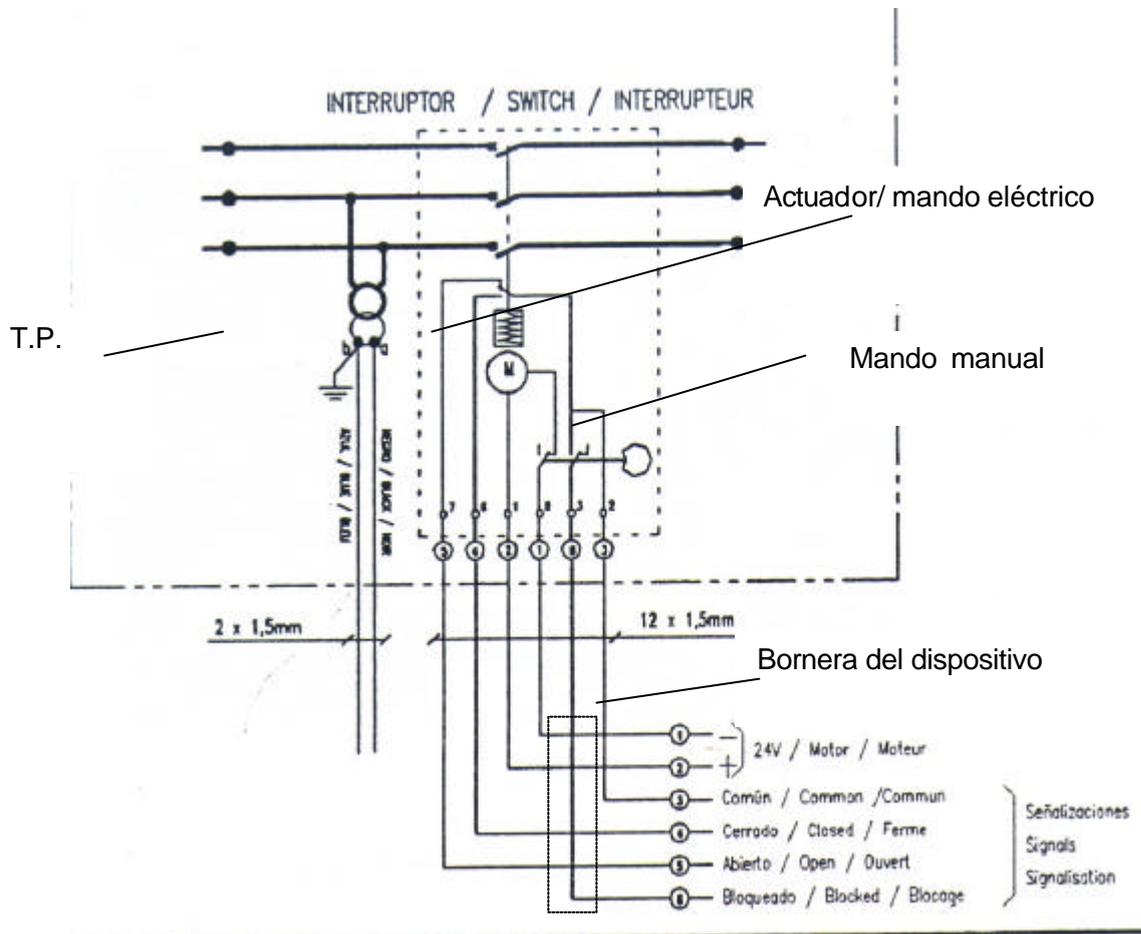
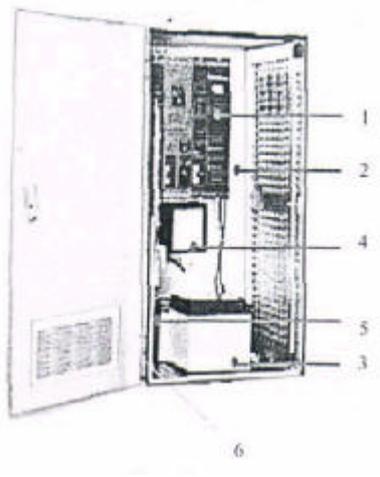


Figura 11. Diagrama eléctrico del sistema del interruptor.



**Figura 12. armario de control (TALUS 200P).**

Descripción del armario de control.

Los elementos que componen el armario de control son los siguientes:

1. Rack 6U que agrupa el conjunto de los módulos electrónicos incluyendo la conexión con el interruptor de media tensión MT.
2. El emplazamiento para el interfase de transmisión y RTU externa.
3. La batería montada sobre una bandeja deslizante.
4. Transformador de alimentación y el disyuntor de protección.
5. Una bandeja móvil para la fijación Opcionalmente Bornas de interfase con el aparamenta y Transformador para la medida de tensión.

Tabla 11. Características principales de los interruptores.

Las características principales de los interruptores son:  
Según normas C.E.I

Tensión asignada		S3	S4	
		24 kV	36 kV	
Nivel de aislamiento				
kV eficaces, 50HZ, 1min.	En la relación a la masa	50	70	
	A la distancia de seccionamiento	60	80	
Onda de choque kV, 1,2/50 $\mu$ s	En relación a la masa	125	170	
	A la distancia de seccionamiento	145	195	
Poder de corte (A) (valor eficaz )	Carga principalmente activa ( $\cos\phi=0,7$ )	400	630	
	Carga en bucle ( $\cos\phi=0,7$ )	400	630	
	Transformador en vacío	10	20	
	Línea en vacío	10	10	
Poder de cierre	kA.(valor de cresta)	31.5	31.5	
Intensidad de corta duración	kA. (valor eficaz) – 1 segundo	12.5	12.5	
	kA. (valor cresta)	31.5	31.5	
Según normas ANSI				
Tensión nominal máxima kV eficaces (clase de tensión asignada: 34.5 kV eficaces)			S4 38kV	
Tensión asignada soportada con impulsos tipo rayo, kV cresta			150	
Ensayo a baja frecuencia, kV eficaces: 1 min en seco/10 s húmedo			70/60	
Intensidad asignada a 60 HZ, A			600	
Corriente instantánea y sobrecorriente asimétrica de cierre, kA eficaces			15	
Corriente simétrica 1 s, kA eficaces			12.5	
Corriente simétrica 10 s, A eficaces			3500	
Otras características				
Temperatura de funcionamiento ( C)	máxima	+40	+40	+40
	mínima	-25	-50	-50
Endurancia mecánica	(ciclos CA)*.	5000	5000	5000
Grado de protección	Cajón de protección	IP67	IP67	IP67
	Cofret de control	IP55	IP55	IP55
Motorreductor	Tiempo máximo de maniobra (s)	7	8	8
Gas SF6		0.67Kg		
Presión del SF6		0.3bar		

### 3. EL TELECONTROL

El telecontrol es el conjunto de equipos encargado ejecutar los mensajes transmitidos desde el centro de control, y comandar las salidas de acuerdo a la estrategia de gestión en el equipo de maniobra.

Un sistema de telecontrol esta constituido por:

- Centro de control
- Un medio de comunicación.
- Unidad de transmisión remota (R.T.U).

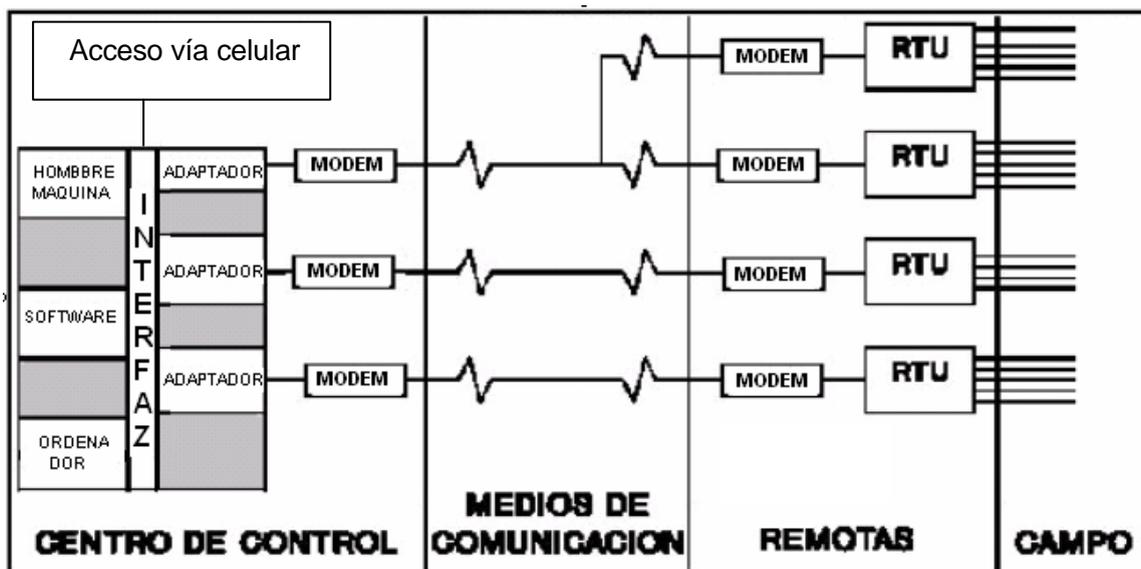


Figura 13. Partes de un sistema de telecontrol.

### **3.1 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE TELEMANDO.**

**3.1.1 Centro de control.** En una red eléctrica, el centro de control tiene la tarea de controlar determinados dispositivos y establecer que el control se produzca en una forma adecuada. Al conjunto de dispositivos módulos funcionales e interfase con los canales de comunicación que permitan llevar a cabo correctamente las funciones de supervisión se le denomina centro de control.

La interfaz entre el medio de comunicación y el centro de control se realiza por medio de un MODEM. Los datos de control hechos por el Centro de control se generan desde un computador por lo tanto son de tipo digital, esta información necesita viajar por un medio análogo (inicialmente este medio es una línea telefónica), por lo que se necesita la interfaz digital análoga que hace un modem.

Actualmente el centro de control utilizado a nivel de subestaciones de la costa atlántica esta en la ciudad e Barranquilla, el medio de comunicación usado para realizar el telemando es vía satelital. A nivel del control de Swiches en la ciudad de Cartagena este control se hace desde una oficina de gestión de energía.

El software utilizado desde el centro de control para gestión de ramales debe cumplir con una serie de requerimientos y especificaciones:

- **Seguridad de acceso.** Cuando un operador entre al sistema deberá ingresar un código de acceso.

- **Confirmaciones.** Cuando se solicitan cambios de estados de un Swiche debe desplegar una ventana que indique confirmación, ejemplo : ¿Esta seguro que desea abrir el Swiche\_Nro 5 del barrio el Pozón?
- **Registro de incidencias.** Debe capturar la hora en la cual se presento una alarma y en que hora se reconoció el mensaje.
- **Consulta.** Se debe poder buscar información por: fecha/hora (dd/mm/aa), por Swiche, por evento, por estado, etc.
- **Problemas de comunicación.** Cuando exista falla en las comunicaciones se deben presentar mensajes en pantalla y que indiquen el tipo de falla.
- **Registro de maniobras por mantenimiento de líneas.** Desplegar en una pantalla la información del trabajo a realizar (cambio de línea, cambio de poste, cambio de transformador, etc).

El software a usar se diseñara con el lenguaje de programación Visual Basic 5 (se tiene proyectado usar Oracle), con base de datos en Access, este se debe ejecutar sobre un computador que cumpla con las siguientes características:

- Arquitectura - Multiusuario
- Sistema operativo - Windows
- Espacio Disponible del Disco Requerido - 200 Mb (manejo de base de datos)
- Tipo de procesador - Mínimo Pentium II de 200 Mhz o equivalente
- Memoria RAM - 64 Mb.

**3.1.2 Medio de comunicación.** Existen varios medios de transmisión de datos que pueden ser usados para hacer telemando, los más comunes son:

- Par trenzado.
- Cable coaxial.
- Vía satelital.
- Fibra óptica.
- Onda portadora.
- Comunicación inalámbrica vía celular.

Para realizar gestión en la red eléctrica de Cartagena se han probado desde formas manuales (desconexión física del circuito) hasta control inalámbrico a distancias cortas (uso de controles remotos por ultrasonido). Para ejecutar acciones sobre la red eléctrica de M.T. se necesita un medio de comunicación confiable y seguro para los funcionarios de la empresa, la acción de este control debe ser transparente al usuario de la red eléctrica.

El telemando vía celular es la forma más económica y segura de realizar control en los circuitos de M.T., pues puede hacerse acciones sobre la red desde cualquier punto de la ciudad, o bien desde un centro de control. La tecnología usada por este medio posibilita la expansión de las operaciones a realizar en el circuito, pues se puede pensar en posibilidades como el acceso a operaciones vía Internet y telemetría de variables eléctricas.

**3.1.3 Unidades de transmisión remota (R.T.U.).** La misión de estas RTU será llevar a cabo la conexión directa entre el sistema de potencia y el centro de control, de manera que envíe información de la red al centro de control y viceversa.

El esquema general de una R.T.U. se muestra en la figura 14

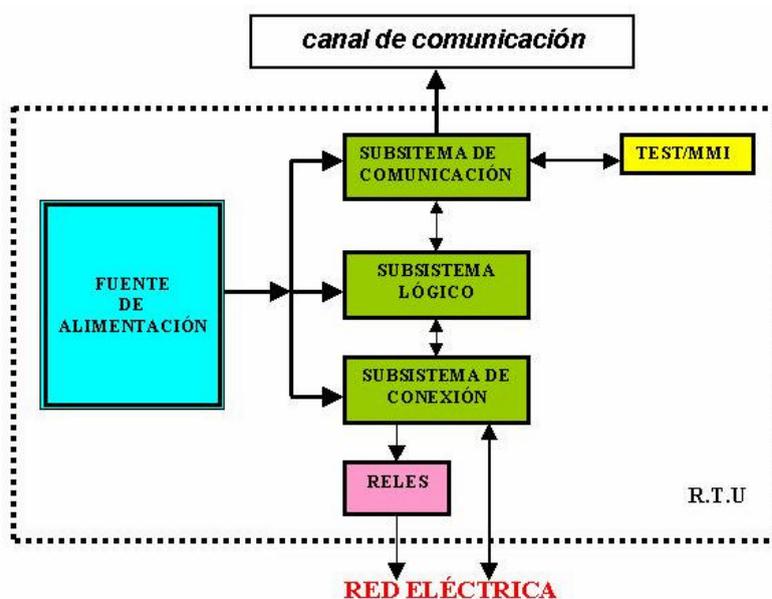


Figura 14. Esquema general de una R.T.U.

- **Fuente de alimentación.** Se requiere de una fuente de energía de 115VAC  $\pm 15\%$ , para su operación incorpora una fuente convertidora directa de 48 VDC para la operación del motor que maneja una potencia de 400VA, este

se mueven las levas de los contactos de M.T.. Se necesita una fuente a 12VDC con 30VA para los circuitos electrónicos y para un cargador de baterías a 12VDC.

De lo anterior se deduce que se necesita un transformador de potencial (PT) con una relación de transformación de 13200/120 VAC, este debe tener no menos de 430VA de potencia.

- **Subsistema de comunicación.** Es el responsable de interpretar los mensajes que recibe el centro de control, así como de estructurar y dar formato a los mensajes que la propia remota envía a dicho centro de control. Este sistema recibe los datos que son enviados por el medio electromagnético vía celular, y convierte la información a formato RS232 para que pueda ser procesada por el subsistema lógico, toda esta tarea es realizada por un MODEM especial que trabaja con líneas de telefonía celular.
- **Subsistema lógico.** Es el encargado del procesamiento de datos, así como todo lo relacionado con las funciones de control de la R.T.U., tiene dos funciones principales: Adquisición de datos y selección y ejecución de ordenes sobre la red.

La interfase compuesta por el modem línea celular y la tarjeta procesadora forman los subsistemas de comunicación y lógico para un sistema de telegestión eléctrica, estos módulos son interconectados por el protocolo de

comunicación RS232. El subsistema lógico estará compuesto principalmente por un microcontrolador, el cual se encargara de interpretar los mensajes enviados desde la estación y enviar señales de control a los actuadores. Cada RTU debe tener un código o ID este estará en la memoria del subsistema lógico y cuando se manda una señal desde el centro de telecontrol la palabra del dato de la señal debe ser codificada por la RTU correspondiente.

El incremento en la tecnología nos hace pensar en posibles adaptaciones de este sistema de telecontrol, una buena posibilidad esta en interconectar el MT2 a la red de Internet, posibilidad que ofrece la telefonía celular y PCS por medio de la tecnología WAP.

- **Subsistema de conexión.** Se constituirá por medio de dispositivos que permitan interfases entre el subsistema lógico de la R.T.U. y la red eléctrica. Lo conforman transformadores de tensión, transformadores de intensidad, conversores A/D, etc.

- **Reles.** Se usaran dos reles en serie para controlar el motor de 400VA.

El primer rele estará ubicado en la tarjeta de reles auxiliares, este es controlado por la tarjeta principal del telemando (definida en el subsistema de conexión) y controla la alimentación de 12VDC del segundo rele. La corriente consumida entre estos dos reles no supera los 4Amp.

Inicialmente se trabajaron con reles de estado sólido, pero estos presentaban problemas debido a los efectos del campo magnético generado por las líneas de alto voltaje.

- **Subsistema Test / MMI.** Las unidades remotas tendrá un interfaz MMI que permitirá a los equipos de mantenimiento detectar fácilmente si el funcionamiento es correcto, y si no lo es, donde se encuentra la avería. Al conjunto de dispositivos de la unidad remota dedicados a este fin se les conoce como subsistemas Test / MMI. Llevará a cabo la tarea de informar, generalmente mediante el uso de LEDs, del correcto funcionamiento o no de la unidad remota.

Otro dispositivo de este subsistema permitirá el acceso a la información mediante dispositivos externos de prueba, los cuales una vez conectados, tienen acceso a buses internos de la remota o incluso pueden sustituir al centro de control en todas sus tareas con el fin de comprobar el funcionamiento y detectar posibles fallos de la RTU. Este subsistema estará implementado en la tarjeta en una terminal nombrada como conector

### 3.2 POSIBILIDADES DE COMANDO.

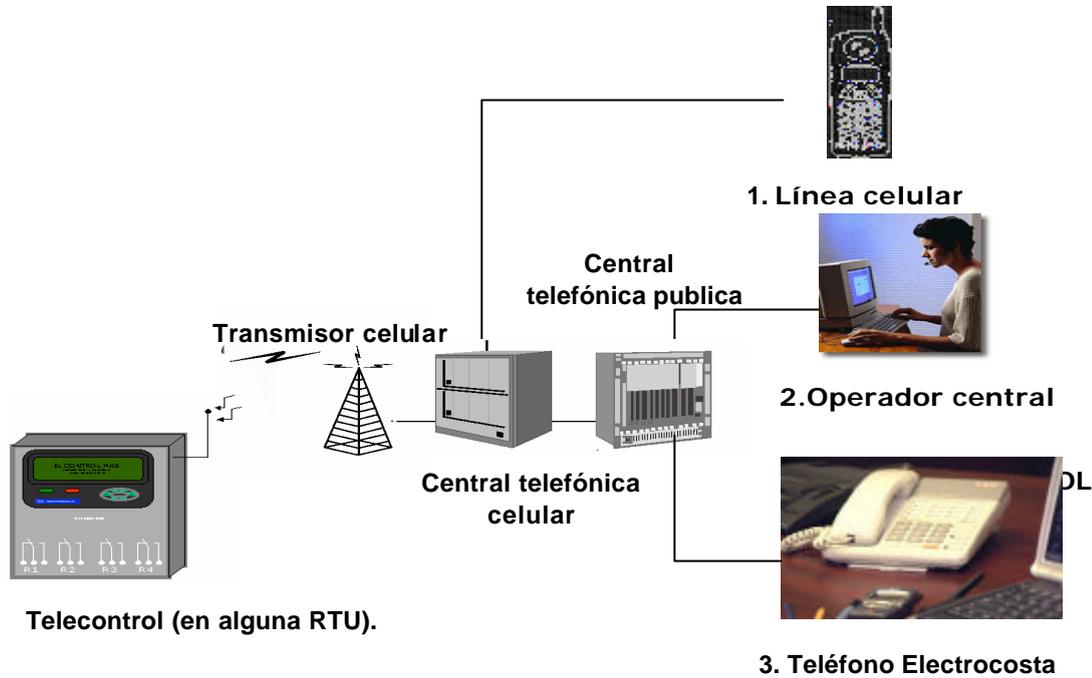


Figura 15. Diagrama de Bloques de las posibilidades de comando en un sistema de gestión del telecontrol

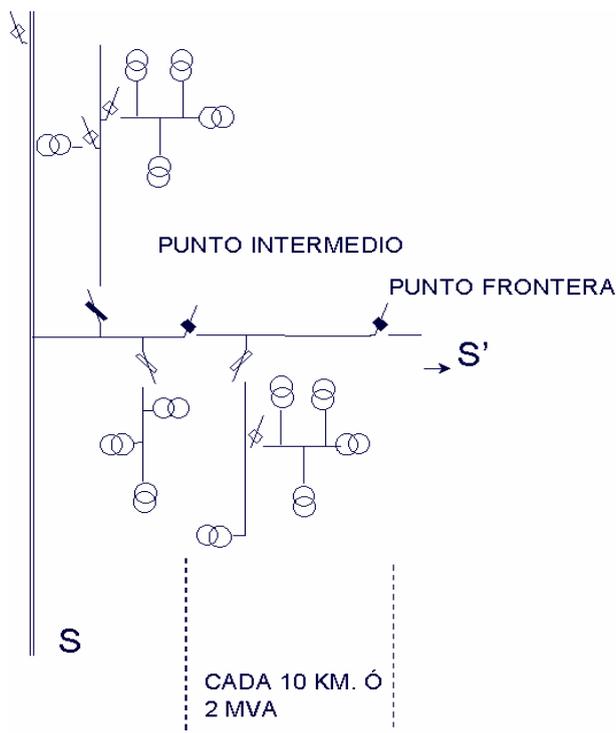
Existen varias formas de acceder al sistema de telecontrol, las más comunes son: por línea celular, por operador y por línea telefónica.

- **Por línea celular.** Una llamada desde un teléfono celular puede acceder al telemando, para esto se tienen códigos de accesos especiales que solo conocen los operadores del sistema.

- **Por operador.** Una central sistematizada con operadores disponibles los 365 días del año, puede enviar mensajes codificados al telecontrol para luego actuar sobre el interruptor, al igual que el método anterior todo se hace por medio de llamadas a una línea telefónica, para este caso la llamada la genera el sistema SCADA al generar una orden sobre la RTU. El sistema del operador debe hacer parte de una red local, pues de esta forma se puede tener acceso a los datos que se producen durante la gestión desde otros nodos de operación.
- **Vía telefónica.** Para hacer telecontrol desde una línea pública telefónica se sigue el mismo esquema de seguridad que se tiene cuando se genera telecontrol vía línea celular, pues ya sea vía celular o telefonía pública se debe acceder primero al sistema SCADA, para que luego este genere una llamada al equipo de comunicaciones instalado en la RTU y así tomar acción sobre el sistema de potencia. Las salidas del telecontrol pueden ser controladas una a una o simultáneamente. Gracias a las nuevas tecnologías de comunicación el telecontrol tiene la posibilidad de recibir mensajes enviados telefónicamente, a través de Internet, por medio de un operador central o por un teléfono celular.

#### 4. SISTEMA DE TELECONTROL APLICADO A LA COSTA ATLÁNTICA

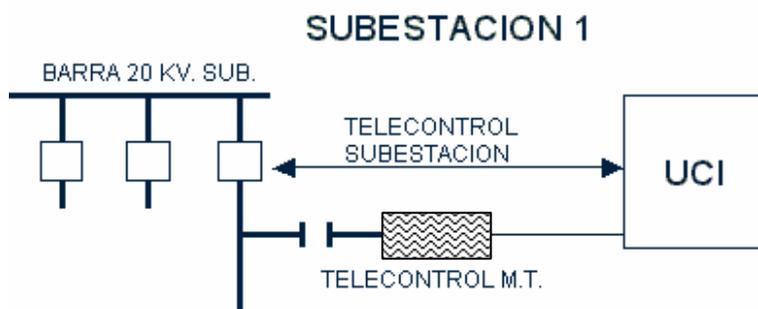
La empresa encargada de la distribución y comercialización de energía eléctrica de la Costa Atlántica, está en un proceso de modernización del control de los suiches de la red eléctrica, para esto se implemento un sistema de telecontrol a la red de alta y media tensión; permitiendo un control más riguroso sobre las zonas de más alto índice de morosidad en la ciudad de Cartagena



Esta Figura 16. Nos muestra el concepto de “Ramales” como estructura de la distribución de la energía eléctrica. Los interruptores o controles de los puntos intermedios y los puntos frontera reciben estos nombres de acuerdo a su posición en el circuito.

Figura 16. Distribución de Subcircuitos.

El sistema registra continuamente y en tiempo real, datos de todo el sistema (mediciones, señalizaciones y alarmas), ayudando a las personas encargadas de supervisar y coordinar la red eléctrica a suministrar un servicio de energía seguro y continuo. A través de las unidades remotas (RTU's), los encargados del Centro de Despacho pueden operar los interruptores de toda la red eléctrica, lo cual hace posible que una subestación sin personal (desatendida) pueda ser controlada desde el Centro de Despacho.



**Figura 17. Extensión del Telecontrol a una red de Media Tensión (M.T.).**

La Figura 17 representa como se hace el telecontrol a M.T; la UCI (Unidad de control integral) interactúa con la Barra de Tensión que suministra de 13.6 a 20KV en la subestación por medio del actuador del Telecontrol. El Cuadro entramado representa en circuito de M.T, entonces vemos como desde la UCI tenemos acceso a información y mando de los circuitos de media tensión y mando en la subestación.

#### **4.1 GESTION DEL TELECONTROL**

Los inicios en la labor de telecontrolar los circuitos eléctricos instalados en nuestra zona, básicamente están enmarcados por ciertos principios, estos son:

- **El aumento del numero de equipos**

El constante crecimiento de nuestras ciudades y el proceso de modernización en pro de una mejor calidad de servicio, esto nos hace proyectar unas 250 Subestaciones telecontroladas en la costa Atlántica y 3300 interruptores de mediana tensión, todos con RTU's y UCI con Mandos, alarmas, medidas de variables eléctricas, contadores; todo con tecnología de vanguardia y cobertura total de la red telecontrolada instalada.

- **Difícil explotación**

La red viva en evolución, la dispersión geográfica de equipos, los costos en mantenimiento son solo unos de los factores que auguran la complejidad en el control y planeación sobre la red eléctrica instalada.

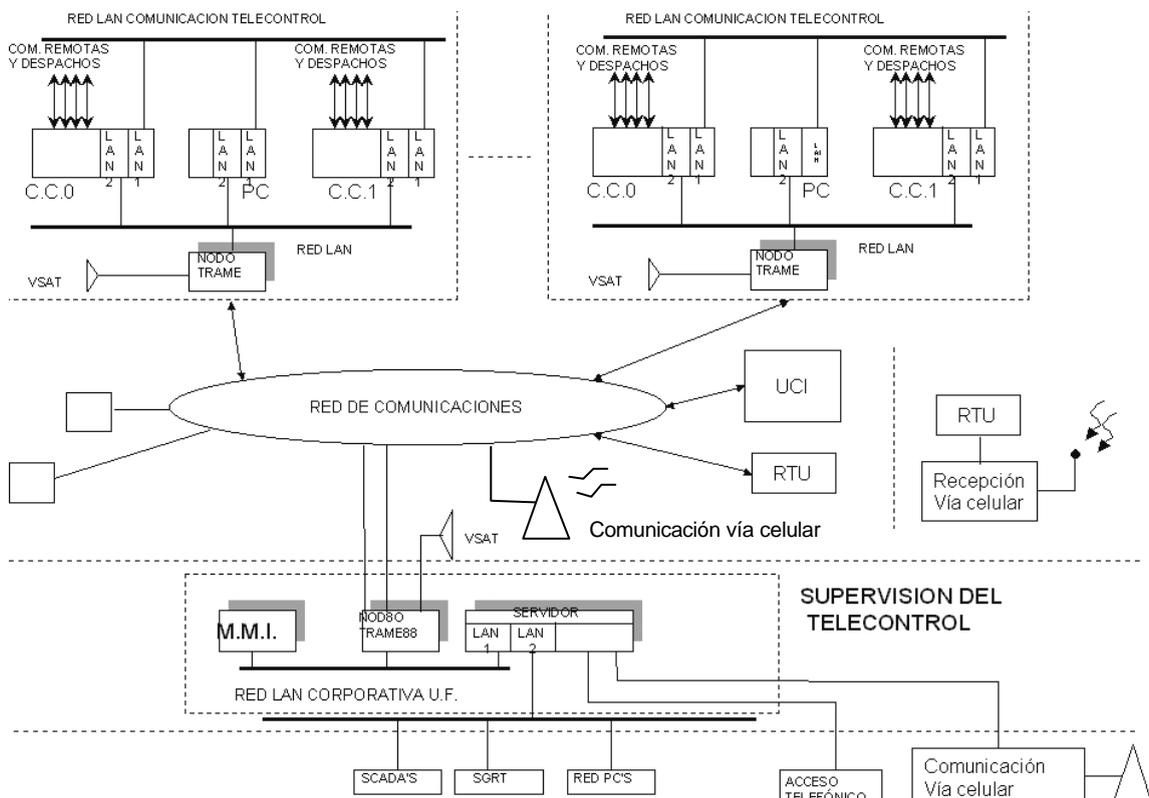
- **Mejorar la calidad**

En la rentabilidad, competitividad y sostenimiento del mercado de cualquier empresa esta en índices de calidad y en la satisfacción al Cliente interno.

**4.1.1 Índices de calidad en la gestión del Telecontrol.** Para conocer la efectividad de los sistemas implementados hasta hoy se necesitan parámetros para poder medir los desempeños del sistema, los más comúnmente empleados son:

- Tiempo de indisponibilidad medio : Minutos por remota y día.
- Éxito en mandos: Porcentaje órdenes ejecutadas.
- Tasa de comunicaciones: Porcentaje de éxito en comunicación.

**4.1.2 Arquitectura general de todo el sistema de gestión.**



**Figura 18. Estructura red Telemando Electrocosta nivel de subestaciones.**

En la anterior figura se muestra la arquitectura de la red de comunicaciones instalada actualmente para hacer la gestión del telecontrol en la Costa Atlántica.

A nivel de subestaciones Electrocosta tiene la capacidad de ejercer mando sobre todas sus dependencias desde la ciudad de Barranquilla, esto gracias a la tecnología satelital.

Cada subestación se maneja como una RTU, pero a diferencia del telecontrol hecho para mediana tensión, se tienen niveles de seguridad y de tecnología mucho mas altos.

Las unidades remotas hechas para control de ramales en las ciudades tienen recepción de información de mando por vía celular. Los mensajes para realizar control son enviados por las Unidades Integrales De Control (UCI). los medios de comunicación entre las RTU y las UCI son redes, bien pueden ser redes de fibra óptica, la red formada por las líneas telefónicas (uso de centrales telefónicas), publica), red telefonía celular, etc.

La supervisión del telecontrol para subestaciones se realiza desde la sede principal de telemando ubicada en Barranquilla.

#### **4.1.3 Funciones de la gestión de Telecontrol.** Tenemos dos parámetros

generales en cuanto al aspecto funcional en la gestión de Telecontrol :

- **Función Operación:** se encarga de la Supervisión de equipos principales y auxiliares, control a distancia, avisos, alarmas e incidencias; además de la conexión con otros sistema.
- **Mantenimiento:** Cada evento realizado por el personal que realiza el Telecontrol necesita seguridad en la continuidad, para ello se necesitan constantes mantenimientos preventivos y correctivos y no solo a al estructura como tal sino también en Hardware y Software de los sistemas que soportan al modulo SCADA.

Parte de la seguridad en el manejo de la red de Telecontrol requiere una Base de datos de instalaciones y una Gestión de repuestos y logística, con este paquete aseguramos una linealidad en el funcionamiento de la RED.

## 4.2 ARQUITECTURA GENERAL DEL SISTEMA DE CONTROL

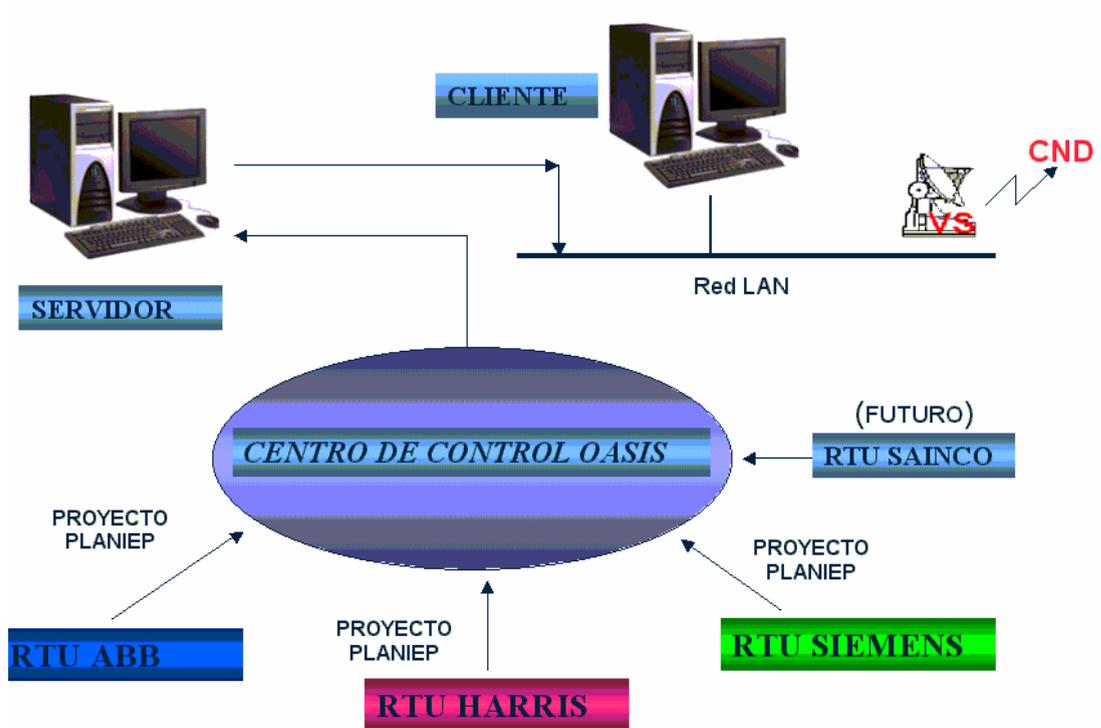


Figura. 19 Arquitectura Sistema de control Costa Atlántica.

A nivel de la Costa Atlántica se tiene una gran infraestructura para el telemando, los RTU mas importantes en Cartagena pueden ser controlado vía remota desde Barranquilla.

### 4.3 SISTEMA ELECTROCOSTA ELECTRICARIBE.

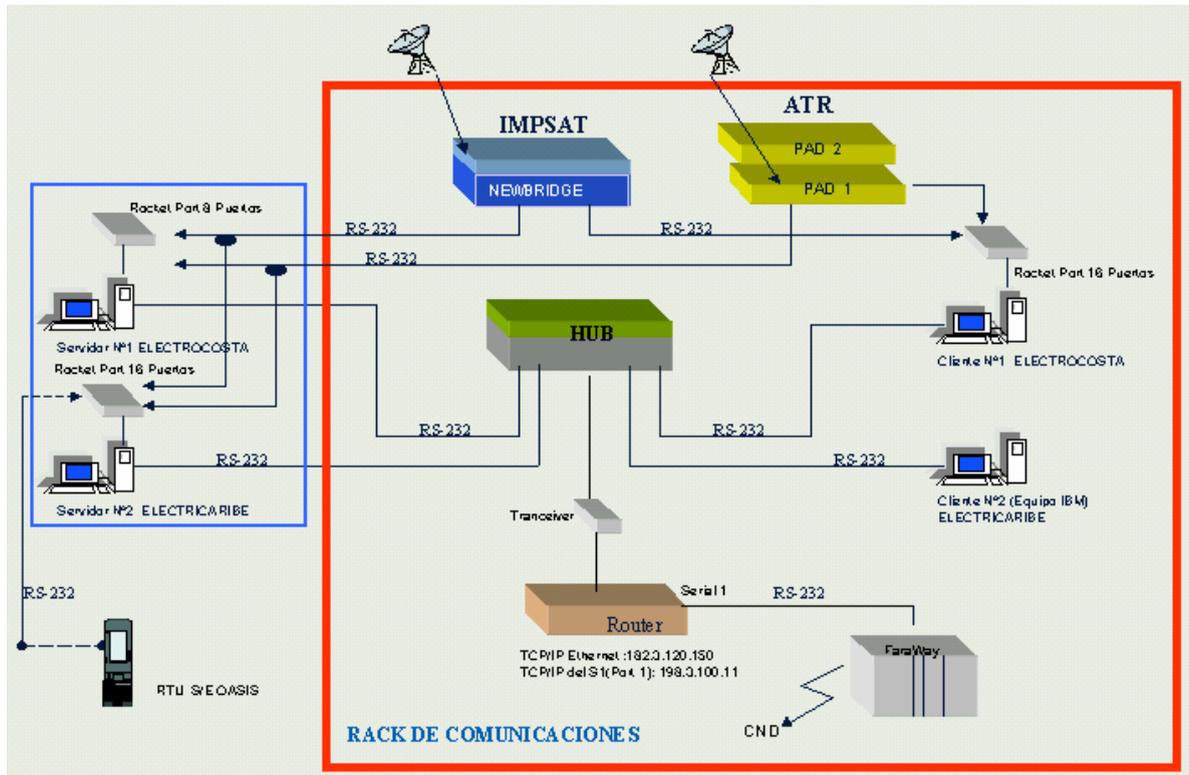


Figura 20 . Estructura de la red comunicaciones.

La estructura de la Figura 19 es la representación general de las RTU de más importancia en la costa. El detalle de cómo están interconectadas las partes de esta red se especifican en la Figura 20.

#### 4.4 SISTEMA SCADA ELECTROCOSTA.

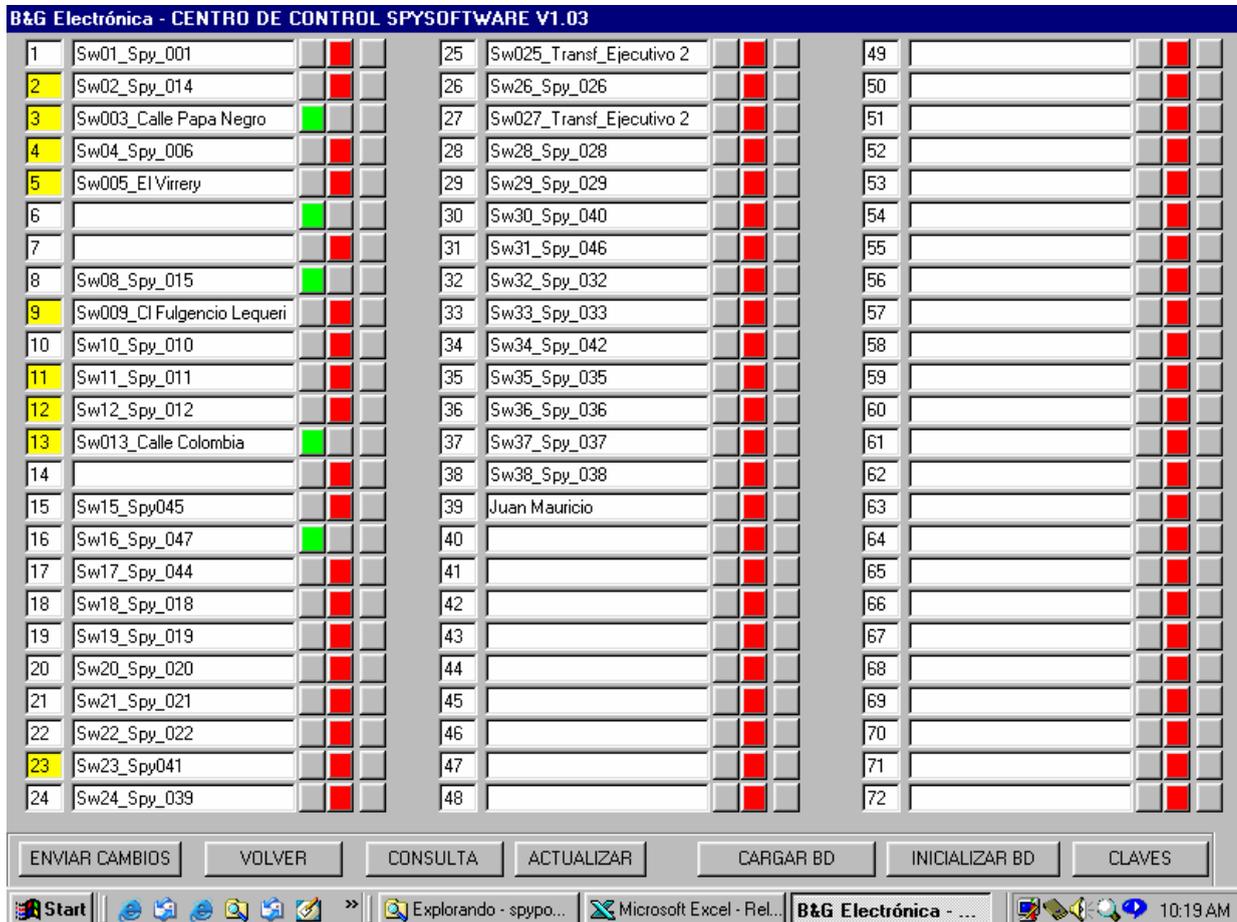


Figura 21. Control de interruptores de Cartagena.

El control de los interruptores en Cartagena tiene una interface hecha en Visual Basic, con gestión de Base de datos hecha en Acces.

La siguiente gráfica muestra el Manejo de los Ramales por medio de los interruptores, mostrando en el mapa de la ciudad la cobertura de los Circuitos controlados.

La infraestructura del telecontrol en la ciudad de Cartagena esta en constante evolución y la expansión de la red esta en proceso. Las normas de seguridad impuestas por ELECTRICARIBE - ELECTROCOSTA S.A. E.P.S nos impide entregar mas detalles sobre el sistema SCADA existente y sobre los circuitos controlados.

#### **4.5 DETALLES DEL SISTEMA DE TELEMANDO.**

A continuación detallaremos los esquemas físicos y eléctricos de las RTU's usadas en el equipo de telecontrol.

- Esquema físico de la RTU.

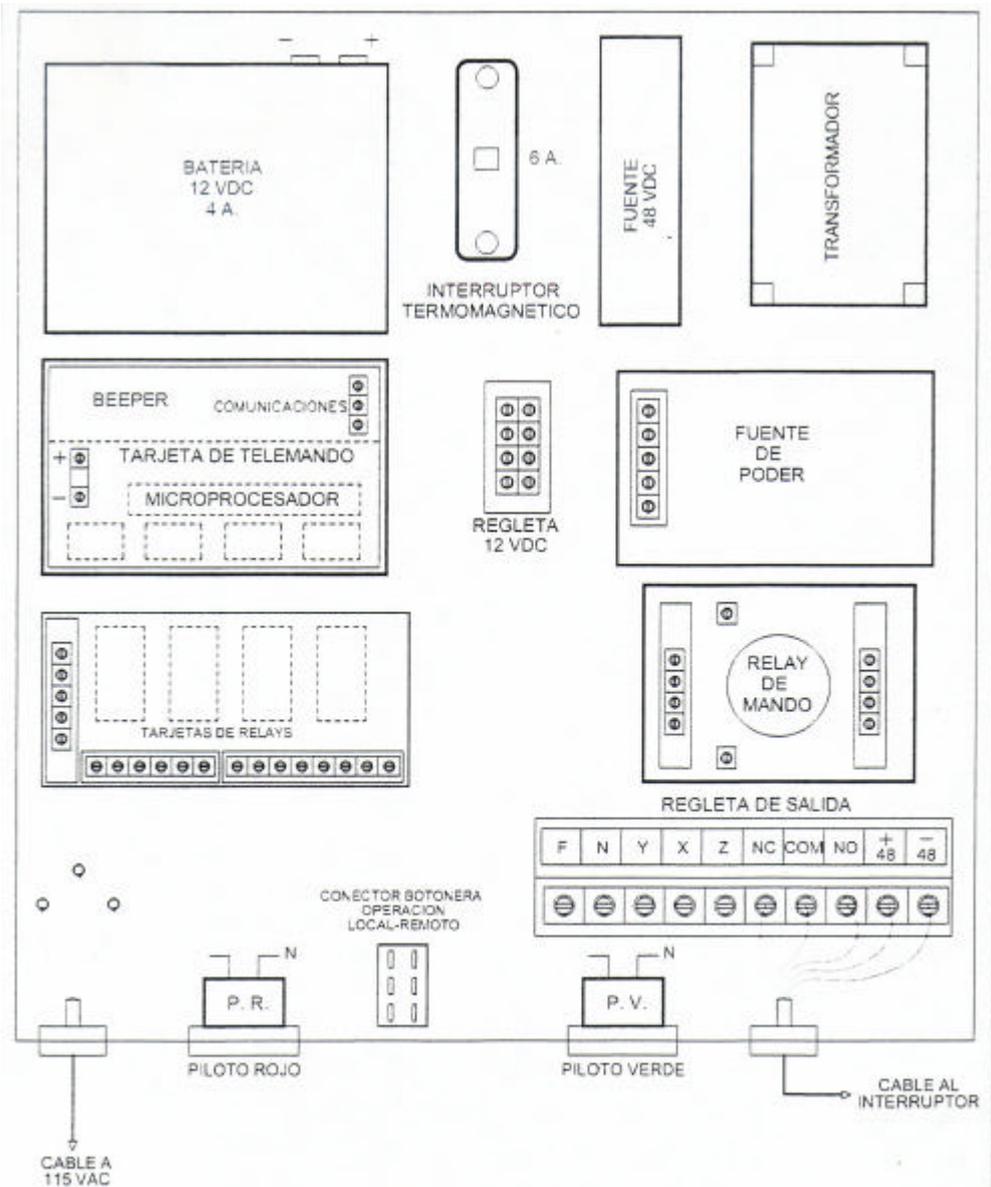


Figura 22. Esquema físico del sistema de recepción de telemando.

- Diagrama de bloques

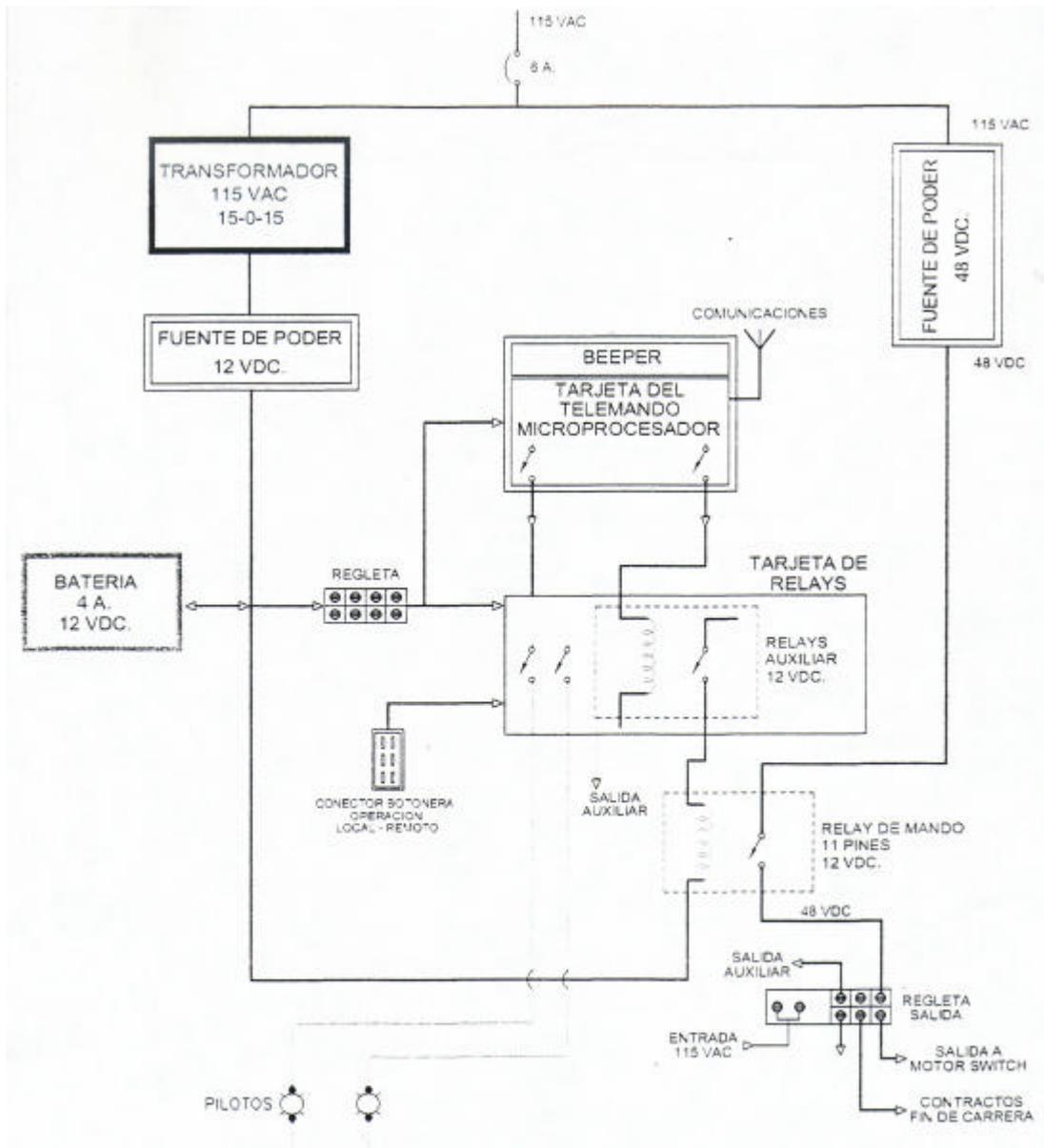


Figura 23. Diagrama de bloques del sistema de recepción de telemando.

- Diagrama eléctrico.

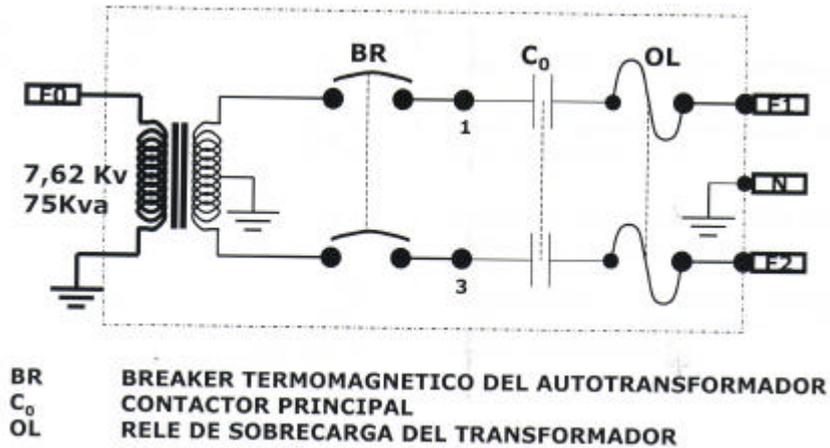
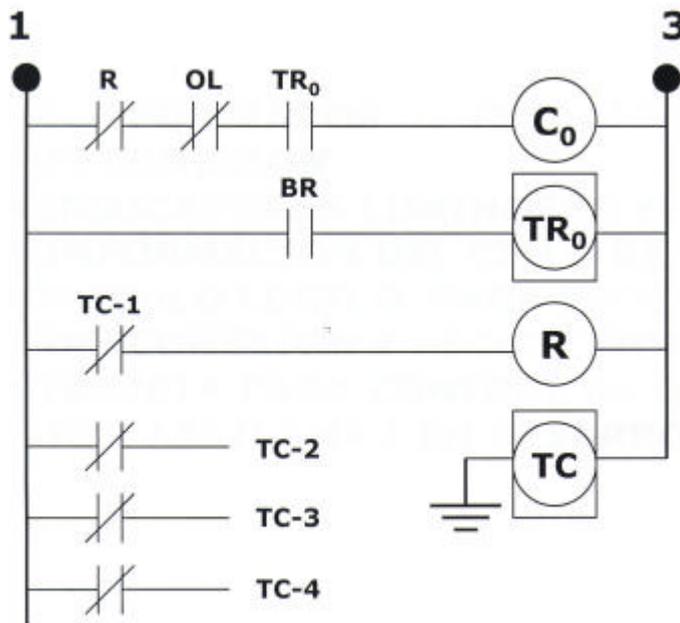


Figura 24a. Diagrama de fuerza.



- Co: Contactor principal de salida.
- Tro: Temporizador de entrada de retardo en la entrada de Co.
- TC-1 : Salida 1 del telecontrol, este comanda el relé auxiliar.
- TC-2,3,4: Salida auxiliares para manejo de circuitos adicionales.
- TC : Circuito de telecontrol.
- R : Bobina del relé auxiliar.

Figura 24b. Diagrama de control eléctrico.

La figura 22 muestra en detalle la interacción que hay dentro de una RTU, lo que a nivel general se explica en el aparte 3.1.3 y lo retomamos con la figura 25.

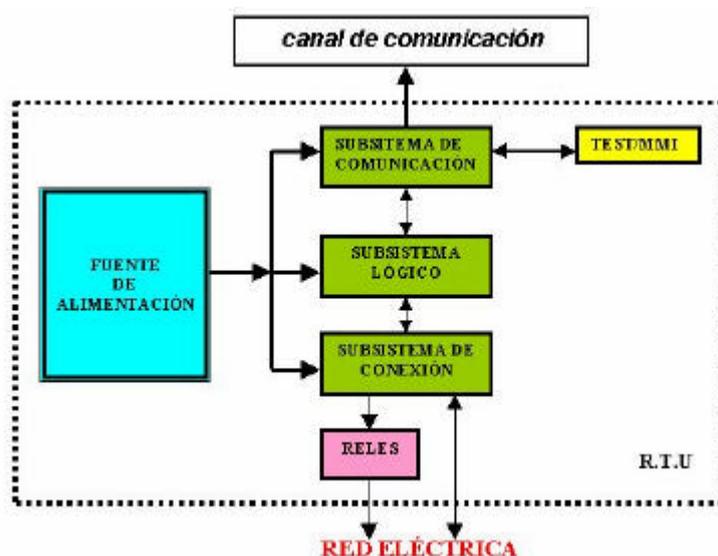


Figura 25. Interactividad en una RTU.

En la figura el esquema que se muestra en la muestra la disposición del Braker, contactor principal y del rele de sobrecarga del transformador. Los puntos 1 y 3 en la grafica 24a. hacen parte del sistema de control, dando energía a los actuadores (bobinas, temporizadores y circuitos de telecontrol). Al activar el BR en forma manual se activa un temporizador, al cumplir el tiempo T programado en el temporizador se activa el contactor principal Co. El punto 3 alimenta el circuito de telecontrol TC, y este comanda sus salidas TC-1,2,3 de acuerdo a las gestión a realizar.

El contacto TC-1 alimenta la bobina de un contactor R, este activara las salidas de tensión (tomadas de E1/E2) para los ramales a controlar.

## 5. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE LA GESTIÓN DE DEMANDA.

Para conocer el tiempo en el cual se recupera la inversión hecha para la implementación del sistema de telemando, debemos aplicar la siguiente formula :

$$RI(\text{meses}) = \frac{In(\$)}{Bge(\$/\text{mes})}$$

Donde **RI** es el periodo en el cual recuperamos lo invertido, esta dada en meses.

**In** es el costo neto de la inversión. Incluye todos los costos relacionados con la instalación, materiales, software, etc.

**Bge** son los beneficios económicos obtenidos por la gestión de energía.

Se calcula así: **Bge = Eds + Amr + Aco.**

**Eds** es la energía a la cual se le hace gestión con el Swiche de mando. Para detallar mas en el calculo de esta variable, observaremos la grafica de curva diaria De el barrio el Pozón.

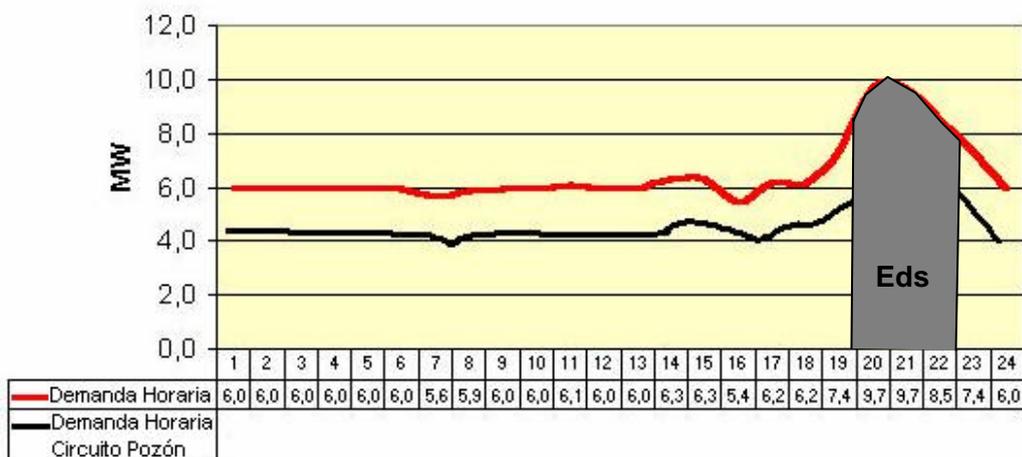


Figura 26. Representación de Eds en la grafica de carga diaria del circuito el Pozón.

Podemos observar que  $E_{ds}$  es el área bajo la curva en la grafica de carga diaria, definida entre dos puntos que determinan un periodo de tiempo gestionado.

Esta energía representa un porcentaje de disminución en la compra de energía eléctrica.

**Amr** es el aumento en el recaudo. Se entiende como una comparación entre la energía (representada en \$) de un mes anterior con un el mes siguiente a la gestión. Se espera que con la gestión se recupere mínimo un 30% de la cartera vencida.

**Aco** representa el ahorro de costo de operación, esta variable al disminuir la operativa en general, ejemplo: el costo de operación de la subestación Chambacú es de 7'242.440 pesos/mes, representados en horas extras de trabajadores, costos en comunicación, alquiler de vehículo, herramientas, etc. Si el personal que trabaja en las cuadrillas que pertenecen a esta subestación no realizan operaciones directas para funciones de gestión sobre la red eléctrica, la empresa se estaría ahorrando el costo de operación mencionado anteriormente.

Para hacer un análisis de recuperación de inversión tomaremos el circuito del Pozón.

Los costos de inversión ( $I_n$ ) para un modulo de telemando vía celular es de 400'000.000 de pesos. la energía dejada de suministrar durante tres horas (desde las 19 a las 22 horas) es de 10800 Kwh/mes, el valor de un Kwh es de 206 pesos, por lo tanto  $E_{ds} = 10800 \text{ Kwh/mes} * 206 \text{ pesos/Kwh} = 2'224.800 \text{ pesos/mes}$ .

El aumento en el recaudo esperado es del 30%, y el recaudo históricamente es del 55% del total facturado, por lo tanto se estima que el Amr será del 85% del total facturado por mes.  $\text{Amr} = \text{Total facturado/mes} * 85\% = 102'933.100/\text{mes} * 85\% = 87'493.135/\text{mes}$ . Los ahorros en los costos de operación se estiman en 4'000.000 pesos/mes.

$$\text{Bge} = \text{Eds} + \text{Amr} + \text{Aco} = 2'224.800 + 87'493.135 + 4'000.000 = 93'717.935 \text{ pesos/mes}$$

$$\text{RI} = 4000'000'000 / 93'717.935 = 4.26 \text{ o } 4.5 \text{ meses aproximadamente.}$$

## 6. CONCLUSIÓN

Durante los últimos años la compañía Electricaribe-Electrocosta ha encontrado que en ciertas localidades de la costa atlántica no se han podido aplicar actividades normales de recaudo y mantenimiento. Los segmentos identificados están compuestos por las regiones con predominancia de los estratos 1 y 2 que se caracterizan por tener un muy bajo nivel de recaudo con alta antigüedad de deudas vencidas y altos índices de pérdidas producto de la cultura de la reconexión fraudulenta. Una situación económica de pobreza y el riesgo constante de las cuadrillas de control, ha llevado a la empresa a optar en implementar sistemas de telecontrol, con el fin de gestionar la red eléctrica y disminuir los altos índices de pérdidas económicas. Para la empresa resulta económicamente viable la aplicación de este método de telecontrol, pues la inversión es recuperable a mediano plazo (aproximadamente 5 meses)

Este trabajo sienta las bases para la creación de un módulo de gestión de demanda en baja tensión, a nivel de clientes regulados.

Los sistemas de telecontrol ofrecen diversas aplicaciones en el sector eléctrico en la generación, transmisión y distribución de la energía, entre otras. Mediante estos sistemas se llevan a cabo tareas de manera automatizada, como son el despacho de energía, la solución de problemas debido a sobrecargas o caídas de tensión, el cálculo en previsiones de demanda, el control de ramales por sanción, etc.

De acuerdo a la necesidad de la empresa se determina el tipo de aplicación de telecontrol que se debe implementar. En el caso de las empresas que solo se dedican a la distribución y comercialización de energía eléctrica, es de gran importancia la aplicación de telemando en los ramales de media tensión y baja tensión, pues le implica a la empresa ahorro de dinero, tiempo y seguridad de sus empleados.

Empresas como Electricaribe y Electrocosta gestionan el montaje de sistemas de telecontrol por vía celular ya que este proporciona mayor confiabilidad en cuanto al manejo de ramales. El sistema está conformado por una RTU que se encargaría de la transmisión de: los estados de los interruptores, señalización de alarmas y la recepción de los datos de control de los interruptores, para luego comunicarlo por medio de un canal de telefonía celular pública al centro de control, donde un operario se encargaría del manejo de la red a través de un sistema SCADA que mostraría los interruptores de los circuitos de baja y media tensión en un mapa de la ciudad.

Gracias a las nuevas tecnologías de comunicación el telecontrol tiene la posibilidad de recibir mensajes enviados telefónicamente, a través de Internet o por medio de operación central.

## 7. BIBLIOGRAFIA

1991 WORLD ENVIRONMENTAL ENGINEERING CONGRESS. Power Generation, Energy Management and Environmental Soucerbookp. Energy Strategy. Vol 14. Estados Unidos de América 1991. p. 181-183.

CORPORACIÓN UNIVERSITARIA TECNOLOGICA DE BOLIVAR. Modulo Sistemas SCADA. Cartagena de Indias DT y C 2003. p.1-4.

J. LUQUE M. MEJIAS Y F.J.. MOLINA. "El control por computador de redes eléctricas". Novática, Vol. XIV No 17 1998. p. 53.

CAPACITACIÓN AUTOMATIZACION DE ELECTROCOSTA. Presentación Infraestructura del Sistema MiniSCADA. Marzo 11/2002.

TERMINAL REMOTO DE TELECONTROL STL-168. [www.sistelec.com.es](http://www.sistelec.com.es)

I-PORT TRANSMISION DE DATOS INALAMBRICOS. [www.anydata.net](http://www.anydata.net)