



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

2013

ACUERDOS DE MEJORAMIENTO ELECTRICARIBE S.A. ESP.

Informe Final

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
Dirección Técnica de Gestión de Energía
Diciembre de 2013



ASPECTOS TÉCNICOS.

- Ejecución de los proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Regional – STR y Sistema de Distribución Local - SDL, dentro de los tiempos establecidos en la planeación aprobada por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME y los proyectos del Sistema de Distribución Local – SDL reportados al SUI.

Sistema de Transmisión Nacional -STR:

Durante el periodo del acuerdo de mejoramiento la empresa ha ejecutó 5 proyectos, los cuales se muestran en la siguiente tabla de seguimiento de los avances:

TABLA DE SEGUIMIENTO DEL AVANCE DE PY DEL STR - UPME					AVANCE	META 2012	METAS –2013			
Proyecto N°1	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin	12/2012	12/2012	03/2013	06/2013	09/2013	12/2013
Subestación La Mojana	99%	495 días	04/02/10	30/09/13	93%	100%	93%	95%	97%	100%
Proyecto N°2	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin						
Circuito Nueva Barranquilla- Juan Mina	92%	719 días	19/07/10	04/04/13	74%	90%	82%	89%	95%	100%
Proyecto N°3	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin						
Ampliación Candelaria 220 kV	99%	797,25 días	23/07/10	30/07/13	84%	86%	91%	99%	100%	
Proyecto N°4	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin						
Conexión Puerto Nuevo (Bahía 110 kV Río Córdoba)	80%	526 días	02/11/11	06/11/13	33%	60%	51%	59%	69%	89%
Proyecto N°5	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin						
Segundo transformador Bosque	10%	652 días	11/03/13	08/09/15	0%	0%	1%	5%	10%	12%

Tabla 1. Seguimiento del avance de proyectos del STR - UPME

Del análisis de la anterior tabla, se tiene que la empresa tuvo un buen nivel de cumplimiento de las metas para los proyectos del Sistema de Transmisión Regional – STR durante la vigencia del acuerdo.

Sistema de Distribución Local:

Durante el transcurso del acuerdo la empresa ejecutó 33 proyectos de adecuación de la infraestructura en el SDL en su mercado. De estos proyectos 9 se encuentran finalizados y los demás en desarrollo.

TABLA DE SEGUIMIENTO DEL AVANCE DE PY DEL SDL					AVANCE	META 2012	METAS -2013				
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin	12/2012	12/2012	03/2013	06/2013	09/2013	12/2013	
Riohacha - Traslado Cto Cambio Tc's 110 kV	4%	509 días	11/03/13	19/02/15	0%	0%	2%	8%	18%	20%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
SE Loma Arena	3%	674 días	11/03/13	08/10/15	0%	0%	1%	5%	10%	12%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Repotenciación parque 13,8 kV Chambacú	5%	529 días	11/03/13	19/03/15	0%	0%	2%	10%	19%	22%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
REEMPLAZO TRANSFORMADORES BOSQUE 1 Y BOSQUE 2	13%	696 días	11/03/13	09/11/15	0%	0%	1%	7%	13%	15%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
REUBICACIÓN Y AMPLIACIÓN PARQUE SUB. COSPIQUE	3%	426 días	19/09/12	07/05/14	0%	0%	0%	0%	6%	23%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Recuperación Gambote	93%	863 días	01/03/11	19/06/14	55%	70%	67%	79%	90%	95%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Segundo circuito Copey-Bosconia	7%	441 días	11/03/13	22/04/15	0%	0%	0%	0%	17%	37%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Normalización LN Sincelajo Planta-Ovejas (ampliación)	72%	338 días	mié 20/02/13	vie 06/06/14	0%	0%	7%	22%	35%	56%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
CONEXIÓN PROYECTOS IAR	100%	484 días	05/01/13	13/09/13	0%	0%	45%	65%	100%		
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
COMPENSACIÓN CAPACITIVA PUERTO ESCONDIDO	4%	586 días	11/03/13	08/06/15	0%	0%	1%	7%	14%	16%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Compensación capacitiva Loricá	42%	377 días	mié 20/02/13	jue 31/07/14	0%	0%	4%	21%	35%	52%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Compensación capacitiva Colomboy	3%	577 días	11/03/13	26/05/15	0%	0%	1%	6%	12%	14%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Compensación Capacitiva SE Ayapel 3 MVAR 34,5 kV	4%	586 días	11/03/13	08/06/15	0%	0%	1%	7%	14%	16%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Ampliación Transformación SE Membrillal (ECA)	62%	382 días	mié 20/02/13	jue 07/08/14	0%	0%	6%	38%	68%	72%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Ampliación subestación Maicao	10%	679 días	mié 20/02/13	lun 28/09/15	0%	0%	0%	0%	9%	17%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Reemplazo transformador Mompox	18%	433 días	mar 06/11/12	jue 03/07/14	0%	0%	0%	7%	12%	23%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
AMPLIACIÓN TRANSFORMACIÓN CORDIALIDAD	10%	696 días	11/03/13	09/11/15	0%	0%	1%	5%	10%	12%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Ampliación Transformación SE Aeropuerto	92%	599 días	03/01/12	18/04/14	15%	12%	34%	53%	77%	96%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Ampliación Transformación SE Sabanagrande	5%	443 días	02/07/13	19/11/14	0%	0%	0%	0%	15%	37%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Normalización subestación Unión	4%	406 días	19/09/12	09/04/14	0%	14%	0%	5%	17%	18%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Transformadores Chinú Planta - El Río	65%	762 días	01/06/11	01/05/14	32%	41%	41%	62%	72%	83%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Proyecto Bahía trafo celdas móvil	80%	921 días	03/08/10	11/02/14	44%	54%	53%	59%	82%	93%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Mantenimiento Mayor Subestaciones Encapsuladas.	78%	1076 días	03/08/10	16/09/14	50%	52%	53%	58%	66%	72%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
AMP. LÍNEA 538 RÍO SINÚ - PRADERA	100%	761,75 días	lun 19/07/10	mar 04/06/13	72%	81%	90%	100%			
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Ampliación Transformación Zawady	100%	751 días	lun 19/07/10	lun 20/05/13	86%	90%	97%	100%			
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
AMP. TRANSF. MALAMBO 110/34,5/13,8 KV	99%	773 días	19/07/10	12/06/13	78%	86%	88%	96%	100%		
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
AMP. TRANSF. SAN JUAN 110/34,5/13,8 KV	100%	747 días	19/07/10	14/05/13	82%	88%	94%	100%			
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
AMP. TRANSF. RÍO SINÚ	100%	767 días	mar 20/07/10	mié 12/06/13	79%	86%	89%	100%			
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
TRASLADO S/E EL CARMEN DE BOLIVAR	100%	750 días	lun 12/04/10	vie 08/02/13	94%	90%	96%	100%			
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Ampliación Transformación Subestación Cereté	100%	766 días	19/07/10	19/06/13	82%	89%	93%	97%	100%		
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Reposición transformador 2 Chambacú	100%	595 días	mar 01/03/11	lun 27/05/13	62%	75%	93%	100%			
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
MOVIMIENTO TRANSFORMADORES (PLATO)	97%	371 días	04/06/12	04/11/13	54%	67%	67%	85%	98%	100%	
Proyecto	% Avance	Plazo	Fecha Inicio	Fecha Fin							
Reposición Cables LN 622	57%	608 días	lun 16/05/11	mié 28/08/13	57%	69%	57%	61%	77%	86%	

Tabla 2. Seguimiento del avance de proyectos del SDL

Una vez analizada la tabla de proyectos del SDL, se tiene que la empresa tuvo cumplimiento regular de las metas para los proyectos del SDL durante la vigencia del acuerdo, ya que 13 proyectos se encuentran atrasados con respecto a las metas estipuladas, para algunos de estos el atraso es importante.

- Cumplimiento de la Resolución 182148 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía y del Artículo 17 de la Resolución CREG 097 de 2008, en relación con el respaldo en los transformadores de conexión al Sistema de Transmisión Nacional – STN.

A continuación se muestra la tabla de seguimiento de los avances en la instalación de transformadores de reserva en las fronteras comerciales del STN-STR, donde se muestra el comportamiento de los adelanto en la instalación de estos:

TABLA DE SEGUIMIENTO DEL AVANCE DE TRANSFORMADORES STN -STR				AVANCE	META 2012	AVANCE	METAS -2013			
Subestación	Solución	Estado	Fecha de Disponibilidad	12/2012	12/2012	12/2013	03/2013	06/2013	09/2013	12/2013
Fundación	Transformador en paralelo	Ejecutado	ago-12	100%	100%					
Copey	Transformador de reserva	Ejecutado	dic-12	100%	100%					
Valledupar 220/110 kV	Transformador en paralelo	En ejecución	sep-14	40%	40%	40%	45%	45%	50%	60%
Sabanalarga 220/34.5 kV	Transformador de reserva	En ejecución	2013	30%	30%	100%	60%	90%	100%	100%

Tabla 3. Seguimiento del avance de la instalación de transformadores en las fronteras del STN – STR

De acuerdo a los compromisos estipulados en el acuerdo, la empresa tuvo retrasos con la instalación de los transformadores en las subestaciones Sabanalarga y Valledupar, donde el retraso más importante lo tuvo Sabanalarga con un 30%/100%.

- Diseño y Adopción de un nuevo esquema de mantenimiento centrado en la confiabilidad, enfocado a la reducción del mantenimiento correctivo.

Para darle cumplimiento a este indicador la empresa optó por implementar el sistema SAP para la gestión del mantenimiento preventivo. Este proyecto lo empezó a implementar la empresa a partir de Julio de 2013 donde hasta diciembre de 2013 llevan completado un 80,2% donde esperaban estar en un 96,61%. Aunque se presentó un atraso con respecto al cronograma planeado, se considera que el tiempo de implementación del proyecto ha sido adecuado en comparación con el tiempo que ha tomado implementarlo en otras organizaciones.

- Presentación de un análisis de calidad de la potencia y continuidad del servicio que identifique las necesidades de la infraestructura para los niveles de tensión I y II, ejecución de las inversiones incluidas en el análisis, adquisición y montaje de los equipos de medición de calidad de la potencia y cumplimiento de los estándares de calidad de la potencia establecidos en la regulación vigente.

Una vez entregado el análisis de calidad de la potencia por parte de la empresa se establecieron proyectos a corto, mediano y largo plazo tendientes a mejorar la calidad de la potencia suministradas a usuarios en zonas escogidas estratégicamente. A continuación se presenta la tabla de seguimiento del avance de estos proyectos:

- ✓ Proyectos a corto plazo:

TABLERO DE INDICADORES DE SEGUIMIENTO N°1 PROYECTOS A CORTO PLAZO 2012-2013 – ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A E.S.P.										
AVANCE PROYECTOS A CORTO PLAZO						META 2012	METAS –2013			
No.	Depto.	Proyecto	Fecha de Inicio	Fecha Final	Avance	12/2012	03/2013	06/2013	09/2013	12/2013
1	Atlántico	Ampliación de Capacidad de Transformación Subestación Termoflores	14/09/2009	08/03/2012	100%	100%				
2	Atlántico	Ampliación de Capacidad de Transformación Subestación Malambo	19/07/2010	12/06/2013	99%	86%	88%	96%	100%	
3	Atlántico	Construcción de Nueva Subestación Juan Mina 110kV y línea nueva barranquilla – Juan Mina	19/07/2010	04/04/2013	Subestación 100% Línea 110 kV 92%	100% 95%		82%	89%	95% 100%
4	Bolívar	Ampliación capacidad de transformación Subestación Chambacú	16/03/2010	18/02/2011	100%	100%				
5	Bolívar	SE Bosque 220 kV y ampliación capacidad de transformación Bosque	18/02/2010	11/09/2011	100%	100%				
6	Atlántico	Ampliación capacidad de transformación Subestación Candelaria	23/07/2010	30/07/2013	99%	86%	91%	99%	100%	
7	Bolívar	Ampliación capacidad de transformación Subestación Villa Estrella	01/07/2011	08/04/2012	100%	100%				
8	Bolívar	Construcción de Nueva Subestación Manzanillo	01/07/2010	12/12/2014	54%	74%	44%	45%	55%	68%
9	Magdalena	Construcción de Nueva Subestación Manzanares	04/05/2010	04/04/2011	100%	100%				
10	Magdalena	Ampliación capacidad de transformación Subestación Zawady	01/07/2010	20/05/2013	100%	90%	97%	100%		
11	Sucre	Ampliación capacidad de transformación Subestación Sincelejo Planta	18/08/2010	31/01/2011	100%	100%				
12	Córdoba	Ampliación capacidad de transformación Subestación Pradera	27/08/2010	31/01/2011	100%	100%				
13	Córdoba	Ampliación Transporte Línea Río Sinú- Pradera	19/07/2010	04/06/2013	100%	81%	90%	100%		
14	Córdoba	Ampliación transformación Subestación Cereté	19/07/2010	10/06/2013	100%	89%	93%	97%	100%	
15	Córdoba	Ampliación transformación Subestación Río – Sinú	20/07/2010	12/06/2013	100%	86%	89%	100%		
16	Cesar	Ampliación transformación Subestación Salguero	04/05/2010	04/05/2011	100%	100%				
17	Cesar	Construcción Nueva Subestación La Loma	01/02/2011	01/06/2015	47%	47%	26%	33%	37%	44%
18	Cesar	Ampliación transformación Subestación San Juan	19/07/2010	28/05/2013	100%	88%	91%	100%		
19	Cesar	Optimización de Capacidad Instalada Transformadores de Potencia	01/07/2011	07/08/2012	100%	100%				
20	Sucre	Construcción de nueva S/E La Mojana 110/kV, LN 110 kV San Marcos-La Mojana y ampliación 110 kV Subestación San Marcos	04/02/2010	30/09/2013	99%	100%	93%	95%	97%	100%
21	Sucre	Instalación de Celda a nivel 13,8kV en Subestación Tolú	01/04/2011	24/04/2012	100%	100%				
22	La Guajira	Reemplazo Transformador Riohacha	27/05/2011	21/05/2012	100%	100%				
23	Bolívar	Ampliación de Capacidad de Transformación subestación Bayunca	01/02/2011	30/04/2012	100%	100%				
24	Bolívar	Reposición transformador No 2 Subestación Chambacú	01/03/2011	27/05/2013	100%	75%	93%	100%		
25	Bolívar	Ampliación transformación Subestación Bosque (Trafo Bosque 3)	01/02/2011	12/02/2012	100%	100%				
26	Magdalena, Bolívar	Proyectos Conexión Estado	01/07/2010	08/08/2012	100%	100%				
27	Varios	Arquitectura de Red	01/04/2011	16/12/2011	98%	100%				
28	Varios	Proyectos conexión AR	01/04/2011	15/04/2012	100%	100%				
29	Bolívar	Reubicación S/E El Carmen	12/04/2010	25/01/2013	100%	98%	96%	100%		
30	Sucre	Línea 110 kV Chinú – Boston	01/07/2010	01/07/2013	90%	82%	71%	84%	91%	97%
31	Bolívar	Reposición Cable de potencia LN 622-620	16/05/2011	28/08/2013	57%	69%	57%	61%	77%	86%
32	Córdoba	Compensación Capacitiva Subestación Cereté	01/04/2011	03/08/2012	100%	100%	99%	100%		
33	Córdoba	Compensación Capacitiva Subestación Curumaní	01/04/2011	23/10/2012	100%	100%	99%	100%		
34	Varios	Identificación de Torres	01/01/2011	30/03/2012	100%	85%	90%	100%		
35	Varios	Racionalización de S/Es y Líneas	01/01/2011	15/04/2012	100%	100%				
36	Varios	Repotenciación de Transformadores usados.	01/01/2011	15/12/2012	100%	100%	100%			
37	Disponible para todos	Subestación Móvil / Transformador / Carretón 13,8 kV	13/06/2011	12/06/2013	85%	50%	50%	50%	90%	100%
38	Bolívar	Recuperación Subestación Gambote	01/03/2011	19/06/2014	93%	70%	67%	79%	90%	95%
39	Atlántico	Recuperación S/E Campo de la Cruz y Redes del Sur de Atlántico	01/01/2011	10/08/2011	100%	100%				
40	Sucre	Recuperación Subestación Tolviejo	01/01/2011	25/03/2012	100%	100%				
41	Varios	Conexión Proyectos Nación	01/03/2011	15/12/2011	76%	100%				
42	Varios	Adecuación de Líneas y Circuitos	01/01/2011	15/12/2011	100%	100%				
43	Varios	Optimización de la Red	01/01/2011	29/06/2011	100%	100%				
44	Varios	Instalación DPFs en Líneas a 34,5 kV	01/01/2011	28/11/2011	100%	0%				
45	Varios	Inversión en Transformadores de Distribución	01/01/2011	29/12/2011	100%	100%				
46	Varios	Reconectores y Switches	01/01/2011	29/12/2011	100%	100%				
47	Varios	Trocha y Protección de Líneas y Circuitos	01/01/2011	13/12/2011	64%	100%				
48	Varios	Recuperación de Redes Afectadas por el Invierno	17/01/2011	29/10/2011	100%	0%				
49	Varios	Actualizaciones Sistemas de Telecontrol	01/01/2011	29/12/2011	100%	100%				
50	Varios	Modernización Protecciones y Control	01/01/2011	29/12/2011	100%	100%				
51	Varios	Adecuación de Red Secundaria	01/04/2011	16/12/2011	96%	100%				
52	Atlántico	Proyecto Renovación Scada	31/01/2011	08/12/2011	100%	100%				

Tabla 4. Seguimiento del avance de proyectos para mejorar la calidad de la potencia

De la anterior tabla se concluye que la empresa le dio buen cumplimiento a los compromisos pactados para mejorar la calidad de la potencia en acciones de corto plazo.

✓ Proyectos a mediano y largo plazo:

AVANCE PROYECTOS A MEDIANO Y LARGO PLAZO									
INFORMACIÓN ELECTRICARIBE S.A. ESP				META 2012	AVANCE	METAS –2013			
No.	Depto.	Proyecto	Fecha Final	12/2012	12/2013	03/2013	06/2013	09/2013	12/2013
1	Atlántico	Ampliación transformación en Sabanagrande 34,5 kV/13,8 kV	2014	0%	5%	0%	0%	15%	13%
2	Magdalena	Ampliación transformación 220/110 kV Fundación	2012	100%	NA				
3	Magdalena	Ampliación de transformación 34,5/13,8 kV Aeropuerto	2014	12%	92%	34%	53%	77%	96%
4	Cesar	Nuevo circuito 34,5 kV Copey – Bosconia	2014	0%	7%	0%	0%	17%	37%
5	Magdalena	Ampliación de Transformación en Bonda	2014	0%	97%	59%	85%	100%	100%
6	Magdalena	Ampliación Transformación 34,5/13,8 kV en Santa Marta	2012	100%	100%				
7	La Guajira	Ampliación de Transformación en Maicao	2015	0%	10%	0%	0%	9%	17%
8	La Guajira	Tercer transformador en Cuestecita 220/110 kV	2014	0%	0%	0%	3%	7%	15%
9	Bolívar	Ampliación transformación Membrillal	2014	0%	62%	6%	38%	68%	72%
10	Bolívar	Reemplazo de transformador de Mompos 40/15/25 MVA	2014	0%	18%	0%	7%	12%	23%
11	Bolívar	Ampliación transformación San Jacinto	2014	0%	0%	0%	0%	17%	38%
12	Bolívar	Subestación Bayunca – Loma Arena 34,5 kV y Subestación Loma Arena	2015	0%	3%	1%	5%	10%	12%
13	Bolívar	Reemplazo Transformador Bosque 01 y Bosque 2	2015	0%	13%	1%	7%	13%	15%
14	Sucre	Reconfiguración corredor Bostón – Sierra Flor – El Cortijo – Sincelejo Planta a 34,5 kV	2014	0%	72%	7%	22%	35%	56%
15	Sucre	Reconfiguración LN Sincelejo Planta – Ovejas 34,5 kV	2014	0%	72%	7%	22%	35%	56%
16	Córdoba	Compensación capacitiva Lórica 8 MVAR – 34,5 kV	2014	0%	42%	4%	21%	35%	52%
17	Córdoba	Compensación capacitiva Ayapel 3 MVAR – 34,5 kV	2014	0%	4%	1%	7%	14%	16%
18	Córdoba	Compensación capacitiva Colomboy 3 MVAR – 34,5 kV	2014	0%	3%	1%	6%	12%	14%
19	Córdoba	Instalación de Transformador Cerromatoso 500/110 kV 150 MVA	2014	0%	42%	7%	12%	26%	42%
20	Córdoba	Tercer transformador Chinú 500/110 kV 150 MVA	2013	35%	100%	40%	50%	80%	100%

De la anterior tabla se evidencia que de 20 proyectos 4 presentan un atraso importante, se le recomienda a la empresa realizar las acciones necesarias para darle celeridad a estos.

ASPECTOS COMERCIALES.

A continuación se revisan los aspectos comerciales pactados dentro del acuerdo de mejoramiento y su desarrollo.

- **Avisos previos de interrupciones: Eventos programados informados / Total de eventos programados.**

En este aspecto la empresa implementó un plan de comunicación orientado a informar, a los usuarios de las zonas afectadas por los eventos de mantenimiento programados, la ocurrencia de estos eventos con la suficiente antelación de tal forma que pudieran tomar medidas que les permitieran atenuar los efectos de la falta de energía.

El plan incluyó la publicación semanal del calendario de eventos en los periodicos locales de las ciudades de Barranquilla, Santa Marta, Cartagena, Valledupar, Sincelejo y Montería y la difusión por emisoras radiales de la ciudad de Riohacha para los eventos de esa zona.

Como complemento a la publicación en diarios se habilitó un boton en la página web de la empresa donde se publicaron los calendarios de los mantenimientos programados.

Por otra parte, de manera adicional, se enviaron notas de prensa a las emisoras de la zona de influencia cuando los trabajos fueron de alto impacto donde se incluyeron emisoras comunitarias de alta penetración en las zonas rurales.

Con las acciones anteriores se dio cumplimiento al compromiso de comunicar a la comunidad el 100% de los trabajos de mantenimiento programado.

- **Mejorar el tiempo de respuesta de las PQR: PQR atendidas a tiempo / Total de las PQR * 100.**

De acuerdo con las cifras totales de respuestas emitidas se pudo constatar que el 100% de las respuestas emitidas se emitieron de acuerdo con los tiempos estipulados en la legislación vigente.

No se presentaron casos de respuesta tardía u omisión de la respuesta a ninguna de las PQR presentadas por los usuarios en el periodo evaluado.

Por lo anterior se concluye que se dio cumplimiento al compromiso establecido en el plan de mejoramiento.

- **Reducir el número de decisiones revocadas al prestador:**

Numero de reclamaciones resueltas a favor del usuario / Total de reclamaciones * 100:

A continuación se presenta la evolución de este indicador durante los trimestres del 2013.

Numero de reclamaciones resueltas a favor del usuario / Total de reclamaciones * 100		MARZO	JUNIO	SEPTIEMBRE	DICIEMBRE
	META	27%	27%	26%	26%
	REALES	30%	29%	29%	29%

En este aspecto se planteó una meta del 26% del total de las reclamaciones para el último trimestre. De acuerdo con la información aportada por la empresa el ejecutado de este indicador fue del 29% del total de las reclamaciones.

Por lo anterior, se concluye que se dio cumplimiento al compromiso establecido en el plan de mejoramiento.

Numero de decisiones empresariales resueltas a favor del usuario / Total de reclamaciones de conocimiento de la SSPD * 100. Por PQR:

A continuación se presenta la evolución de este indicador durante los trimestres del 2013.

Numero de decisiones empresariales resueltas a favor del usuario / Total de reclamaciones de conocimiento de la SSPD * 100. Por PQR		MARZO	JUNIO	SEPTIEMBRE	DICIEMBRE
	META	11%	10%	10%	9%
	REALES	18%	19%	16%	15%

Para este indicador se planteó una meta del 9% para el último trimestre del 2013. El resultado al final del periodo luego del análisis de la información del total de PQR fue del 15% del total de las reclamaciones.

De acuerdo con lo anterior se observa que se dio cumplimiento, en este aspecto, al compromiso establecido.

Numero de decisiones empresariales resueltas a favor del usuario / Total de reclamaciones de conocimiento de la SSPD * 100. Por irregularidades:

A continuación se presenta la evolución de este indicador durante los trimestres del 2013.

Numero de decisiones empresariales resueltas a favor del usuario / Total de reclamaciones de conocimiento de la SSPD * 100. Por IRREGULARIDADES		MARZO	JUNIO	SEPTIEMBRE	DICIEMBRE
	META	84%	81%	77%	73%
	REALES	98%	98%	98%	98%

De acuerdo con las metas planteadas este indicador debería tener un cumplimiento mínimo del 72,73% para el cuarto trimestre del año. Luego de revisar la información se encuentra que para este periodo se tuvo un cumplimiento del 98%.

Por lo anterior se puede concluir en este aspecto que se dio cumplimiento al compromiso establecido al inicio del plan de mejoramiento.

- **Mejorar el tiempo de reconexión del servicio: Numero de reconexiones realizadas en oportunidad / Total de reconexiones * 100.**

A continuación se relaciona el desempeño de este indicador durante la vigencia del plan de mejoramiento.

Ítem	Actividad	Unidad	AVANCE 12/2012	META 2012 12/2012	METAS – 2013				REALES – 2013			
					03/2013	06/2013	09/2013	12/2013	03/2013	06/2013	09/2013	12/2013
ATLANTICO												
5 - a	Mejorar el tiempo de reconexión del servicio: CABECERAS: Barranquilla, Soledad, Puerto Colombia, Galapa, Sabanalarga.	%	99,85%	NA	99,89%	99,92%	99,96%	100,00%	98,78%	99,43%	98,74%	99,24%
5 - b	Mejorar el tiempo de reconexión del servicio Resto	%	99,73%	NA	99,75%	99,76%	99,78%	99,80%	98,72%	97,85%	91,71%	90,32%
MAGDALENA												
5 - a	Mejorar el tiempo de reconexión del servicio 2013. CABECERAS: Santa Marta.	%	99,43%	NA	99,57%	99,71%	99,86%	100,00%	98,32%	99,37%	95,42%	98,20%
5 - b	Mejorar el tiempo de reconexión del servicio Resto	%	97,24%	NA	97,43%	97,62%	97,81%	98,00%	97,54%	95,71%	91,34%	95,37%
CESAR												
5 - a	Mejorar el tiempo de reconexión del servicio 2013. CABECERAS: Valledupar.	%	98,53%	NA	98,90%	99,26%	99,63%	100,00%	99,28%	99,56%	98,44%	99,18%
5 - b	Mejorar el tiempo de reconexión del servicio Resto	%	93,78%	NA	94,34%	94,89%	95,45%	96,00%	92,99%	91,03%	89,04%	91,31%
LA GUAJIRA												
5 - a	Mejorar el tiempo de reconexión del servicio 2013. CABECERAS: Riohacha, Maicao	%	99,42%	NA	99,56%	99,71%	99,85%	100,00%	99,26%	99,80%	99,49%	99,74%
5 - b	Mejorar el tiempo de reconexión del servicio Resto	%	99,34%	NA	99,38%	99,42%	99,46%	99,50%	97,68%	98,46%	98,72%	98,76%
SUCRE												
5 - a	Mejorar el tiempo de reconexión del servicio 2013. CABECERAS: Sincelajo.	%	99,50%	NA	99,62%	99,75%	99,87%	100,00%	99,85%	99,96%	99,93%	100,00%
5 - b	Mejorar el tiempo de reconexión del servicio Resto	%	93,82%	NA	94,12%	94,41%	94,71%	95,00%	98,51%	94,63%	95,22%	95,37%
CORDOBA												
5 - a	Mejorar el tiempo de reconexión del servicio 2013. CABECERAS: Montería, Cereté, Planetarica.	%	98,65%	NA	98,99%	99,32%	99,66%	100,00%	97,61%	99,43%	99,03%	99,25%
5 - b	Mejorar el tiempo de reconexión del servicio Resto	%	94,13%	NA	94,60%	95,06%	95,53%	96,00%	93,02%	96,57%	94,91%	95,22%
BOLIVAR												
5 - a	Mejorar el tiempo de reconexión del servicio 2013. CABECERAS: Cartagena, Magangué.	%	98,92%	NA	99,19%	99,46%	99,73%	100,00%	88,07%	93,27%	93,60%	94,79%
5 - b	Mejorar el tiempo de reconexión del servicio Resto.	%	91,93%	NA	92,45%	92,96%	93,48%	94,00%	80,27%	84,74%	85,41%	87,31%

De acuerdo con la información presentada en la figura, el indicador que fue dividido por zonas geográficas no fue cumplido en la mayoría de estas.

Con excepción del departamento de Sucre, en ninguna de las zonas geográficas definidas para la medición del indicador se dio cumplimiento al compromiso planteado en el plan de mejoramiento.

Se puede observar que las mayores desviaciones en cuanto al cumplimiento del indicador se presentan en el departamento de Bolívar, en el departamento del Cesar (por fuera del casco urbano de su capital Valledupar) y en los municipios definidos como “resto” en el departamento del atlántico (municipios diferentes a Barranquilla, Soledad, Puerto Colombia, Galapa y Sabanalarga).

- **Mejorar la calidad en la atención y facilitar el contacto del usuario con la empresa: $\text{Numero de puntos y canales de atención} / \text{Total de usuarios por departamento} * 100$.**

A continuación se relaciona la evolución de este indicador durante el año 2013.

Numero de puntos y canales de atención.		MARZO	JUNIO	SEPTIEMBRE	DICIEMBRE
	META	149	153	157	160
	REALES	153	161	171	171

De acuerdo con la información relacionada se puede concluir que se cumplió con la meta de este indicador planteada en el plan de mejoramiento.

ASPECTOS FINANCIEROS.

Con los resultados financieros obtenidos luego del análisis de la información de la empresa para los años 2011 y 2012, se evidenció que la Empresa Electrificadora del Caribe S.A. ESP presentaba una disminución en los flujos operativos, menores niveles de liquidez y disminución en los márgenes operacionales para la obtención de utilidades; lo que indicaba que se estaba comprometiendo el cumplimiento de las obligaciones y la ejecución de las inversiones en los tiempos previstos.

Por lo anterior, dentro del Acuerdo de Mejoramiento firmado con Electricaribe S.A. ESP se establecieron los siguientes aspectos que permiten evaluar la gestión financiera de la empresa:

1. Aumento de los flujos de caja operativos a niveles adecuados, en relación a los requerimientos de capital de trabajo para operación y cobertura de obligaciones.
2. Establecimiento de acciones y/o políticas que permitan la disminución del tiempo de recaudo de cartera y del pago de obligaciones con proveedores.
3. Obtención de una tasa de inversión adecuada en relación a los márgenes obtenidos que sea acorde con los requerimientos técnicos de infraestructura, para garantizar eficiencia en la prestación del servicio.
4. Obtención de márgenes operacionales adecuados, incrementando los niveles obtenidos durante los últimos años, para así ejecutar en su totalidad los proyectos de inversión de la compañía.
5. Mantener un nivel de endeudamiento adecuado de acuerdo a los estándares actuales del sector.

Para realizar el seguimiento a cada uno de los aspectos señalados se establecieron los siguientes indicadores financieros:

Objetivo	INDICADOR
<p>1. Liquidez: Aumento de los flujos de caja operativos a niveles adecuados, en relación a los requerimientos de capital de trabajo para operación y cobertura de obligaciones.</p> <p>2. Establecimiento de acciones y/o políticas que permitan la disminución del tiempo de recaudo de cartera</p> <p>3. Obtención de una tasa de inversión adecuada en relación a los márgenes y a la caja obtenidos, que sea acorde con los requerimientos de infraestructura, para garantizar eficiencia en la prestación del servicio.</p>	Razon Corriente (veces)
	Cubrimiento de Gastos Financieros (veces)
	PASIVO FINANCIERO SOBRE PASIVO TOTAL
	Ejecución Proyectos de Inversión
	Tasa de Inversión Bruta
	Flujo de Caja Menos Capex sobre Ingresos Operacionales
	Porcentaje de Recaudo
	Rotación de Cuentas por Cobrar (días)
	Rotación de Cuentas por Pagar (días)
	Rotación de Cuentas por Pagar (días) Propuesta
	Flujo de Caja menos Servicios de la Deuda sobre Ingresos operacionales
	Cartera 30 días
	Cartera 60 días
	Cartera 90 días
	Cartera 120 días
	Cartera 150 días
	Cartera 180 días
	Cartera 360 - > 360 días
	Cartera Subnormal
	Cartera Subnormal >360 días

Tabla 1. Indicadores Financieros. Fuente: Acuerdo de Mejoramiento Electricaribe SSPD

Objetivo	INDICADOR
4. Obtencion de margenes operacionales adecuados, incrementando los niveles obtenidos durante los ultimos años, que contribuya a generar las condiciones financieras adecuadas para permitir ejecutar en su totalidad los proyectos de inversion de la compañía.	Margen Operacional (%)
	MARGEN NETO

Tabla 2. Indicadores Financieros. Fuente: Acuerdo de Mejoramiento Electricaribe SSPD

Objetivo	INDICADOR
5. Mantener un nivel de endeudamiento adecuado deacuerdo a los estadares actuales del sector.	Nivel de Endeudamiento (%)
	APALANCAMIENTO OPERATIVO

Tabla 3. Indicadores Financieros. Fuente: Acuerdo de Mejoramiento Electricaribe SSPD

De acuerdo a la información suministrada por parte de la Empresa se encuentra que el comportamiento de los indicadores es el siguiente:

- Liquidez

Indicador	Calculo	Unidad	Resultados 12/2012	Resultados 03/2013	Resultados 06/2013	Resultados 09/2013	Resultados 12/2013
Liquidez	<i>Activo corriente (11+12+14+15 /porción corriente) /Pasivo corriente</i>	Veces	1,15	1,15	1,07	1,01	0,98

Tabla 4. Indicador Liquidez. Fuente: Información Electricaribe IV Trimestre 2013

La empresa a diciembre de 2013 tiene capacidad de cubrir 0,98 veces las obligaciones a corto plazo con sus activos corrientes. Se evidencia una reducción del indicador de 0,17 veces con respecto a diciembre de 2012 y de 0,03 veces con respecto al trimestre anterior.

Se evidencia que la liquidez de la empresa se ha reducido, al punto de comprometer la totalidad de los activos corrientes para el pago de las obligaciones a corto plazo.

- Margen Operacional

Indicador	Calculo	Unidad	Resultados 12/2012	Resultados 03/2013	Resultados 06/2013	Resultados 09/2013	Resultados 12/2013
Margen operacional	$EBITDA / \text{Ingresos operacionales} *$	%	10%	9%	9%	9%	10%

Tabla 5. Indicador Margen Operacional. Fuente: Información Electricaribe IV Trimestre 2013

El EBITDA corresponde al 10% de los ingresos operacionales de la empresa, este porcentaje se un punto porcentual con relación al trimestre anterior y reflejando el mismo resultado presentado con respecto a diciembre de 2012. .

Cubrimiento de Gastos Financieros

Indicador	Calculo	Unidad	Resultados 12/2012	Resultados 03/2013	Resultados 06/2013	Resultados 09/2013	Resultados 12/2013
Cubrimiento de gastos financieros	$EBITDA / \text{Gastos financieros}$	Veces	2,56	2,34	2,25	2,36	2,61

Tabla 6. Indicador Cubrimiento de Gastos Financieros. Fuente: Información Electricaribe IV Trimestre 2013

El resultado de la operación de la empresa permite cubrir 2,61 veces los gastos financieros. El indicador presenta un aumento de 0,05 veces con respecto a diciembre de 2012, presentando un decrecimiento sostenido los dos primeros trimestres de 2013. Para el cuarto trimestre se evidencia una mejora de 0,25 veces con respecto al tercer trimestre del mismo año, el cual no supera el resultado del año 2012.

- Nivel de Endeudamiento

Indicador	Calculo	Unidad	Resultados 12/2012	Resultados 03/2013	Resultados 06/2013	Resultados 09/2013	Resultados 12/2013
Nivel de endeudamiento	$Total\ pasivo / Total\ activo * 100$	%	54%	55%	55%	56%	56%

Tabla 7. Indicador Nivel de Endeudamiento. Fuente: Información Electricaribe IV Trimestre 2013

El 56% de los recursos con los que cuenta la empresa son aportados por terceros, este porcentaje aumento 2% con respecto a diciembre de 2012.

- Pasivo Financiero / Pasivo Total

Indicador	Calculo	Unidad	Resultados 12/2012	Resultados 03/2013	Resultados 06/2013	Resultados 09/2013	Resultados 12/2013
Pasivo Financiero/Pasivo Total	$Cuenta\ 23\ del\ Plan\ de\ Contabilidad\ (Obligaciones\ Financieras) / Pasivo$	%	49%	50%	51%	49%	46%

Tabla 8. Indicador Pasivo Financiero/Pasivo Total. Fuente: Información Electricaribe IV Trimestre 2013

El 46% de los pasivos de la empresa se encuentra concentrado en las obligaciones financieras, valor que presenta una disminución porcentual de 3 puntos con respecto al resultado obtenido en el mes de diciembre de 2012, no obstante este fluctuó en los tres primeros trimestres de 2013.

- Ejecución de Proyectos de Inversión

Indicador	Calculo	Unidad	Resultados 12/2012	Resultados 03/2013	Resultados 06/2013	Resultados 09/2013	Resultados 12/2013
Ejecución Proyectos de Inversión	$Ejecución\ de\ Inversión / Registro\ Presupuesto\ de\ Inversión * 100$	%	75%	46%	73%	84%	104%

Tabla 9. Indicador Ejecución Proyectos de Inversión. Fuente: Información Electricaribe IV Trimestre 2013

La empresa informa que ha ejecutado el 104% del total de los proyectos de inversión registrados presupuestalmente. Este indicador presenta una diferencia de 29% con respecto al valor ejecutado en el mes de diciembre de 2012 el cual era del 75%, lo que indica que el 25% de los proyectos presupuestados no fueron llevados a cabo para esta vigencia.

- Margen Neto

Indicador	Calculo	Unidad	Resultados 12/2012	Resultados 03/2013	Resultados 06/2013	Resultados 09/2013	Resultados 12/2013
Margen Neto	<i>Utilidad Neta /Ingresos Operacionales</i>	%	3%	2%	1%	2%	2%

Tabla 10. Indicador Margen Neto. Fuente: Información Electricaribe IV Trimestre 2013

La utilidad neta obtenida por parte de la empresa corresponde tan solo al 2% de los ingresos operacionales, lo que indica que los costos y gastos en los que incurre la compañía para su funcionamiento alcanzan casi en su totalidad los ingresos recibidos como resultado de la operación. El resultado ha disminuido 1% con respecto a diciembre de 2012, llegando a su nivel más bajo en el segundo trimestre del año 2013, periodo en el cual fue del 1%.

- Flujo de Caja menos Capex / Ingresos Operacionales

Indicador	Calculo	Unidad	Resultados 12/2012	Resultados 03/2013	Resultados 06/2013	Resultados 09/2013	Resultados 12/2013
Flujo de Caja menos Capex / Ingresos Operacionales	<i>Flujo de Caja(Ebitda + Variación de Capital de Trabajo)-CAPEX/Ingresos Operacionales</i>	%	7%	6%	6%	1%	1%

Tabla 11. Indicador Flujo de Caja menos Capex / Ingresos Operacionales. Fuente: Información Electricaribe IV Trimestre 2013

El valor de efectivo disponible al realizar la inversión en capital o en activos fijos, corresponde al 1% de los ingresos que obtiene la empresa como resultado de su operación. Este indicador presenta un decrecimiento de 6% con respecto a diciembre de 2012, conservando el valor presentado en el anterior trimestre.

- Porcentaje de Recaudo

Indicador	Calculo	Unidad	Resultados 12/2012	Resultados 03/2013	Resultados 06/2013	Resultados 09/2013	Resultados 12/2013
Porcentaje de Recaudo	<i>Ingresos Operacionales - Cartera (1406,1407 y 1408)/Ingresos Operacionales</i>	%	91%	88%	87%	87%	91%

Tabla 12. Indicador Porcentaje de Recaudo. Fuente: Información Electricaribe IV Trimestre 2013

El 91% de los ingresos operacionales son recaudados, el 9% restante corresponde a la cartera que no fue recuperada por parte de la empresa, este

porcentaje hace que la cartera total se deteriore y aumente cada periodo, lo que implica un aumento de las provisiones para esta.

- Rotación de Cuentas por Pagar

Indicador	Calculo	Unidad	Resultados 12/2012	Resultados 03/2013	Resultados 06/2013	Resultados 09/2013	Resultados 12/2013
Rotación Cuentas por Pagar	$(2401 \text{ y } 2406) / \text{Costo de Ventas} / (62+63) * 365$	Días	39,26	33,58	38,51	31,35	43,59

Tabla 13. Indicador Rotación Cuentas por Pagar. Fuente: Información Electricaribe IV Trimestre 2013

La empresa tarda 43,59 días en realizar el pago de sus obligaciones, indicador que presenta un crecimiento de 4,33 días con respecto a diciembre de 2012. Mejorando la gestión de pago.

- Rotación de Cuentas Por Cobrar

Indicador	Calculo	Unidad	Resultados 12/2012	Resultados 03/2013	Resultados 06/2013	Resultados 09/2013	Resultados 12/2013
Rotación de Cuentas por Cobrar	$(1406, 1407 \text{ y } 1408) / \text{Ingresos Operacionales} / (42 \text{ y } 43) * 365$	Días	249,92	262,52	266,28	268,67	268,38

Tabla 14. Rotación de Cuentas por Cobrar. Fuente: Información Electricaribe IV Trimestre 2013

El número de días en los cuales se hacen efectivas las cuentas por cobrar es de 268,38 días, indicador que aumentó 18,46 días con respecto a diciembre de 2012. La rotación de cuentas por cobrar aumenta debido a que el recaudo no se realiza en su totalidad, lo que hace que la cartera aumente en cada periodo.

Este incremento acompañado de la reducción del número de días en los cuales se realiza el pago a proveedores, implica un mayor riesgo de endeudamiento, al tener que recurrir a crédito para cubrir los pagos.

- Flujo de Caja menos Servicio de la Deuda / Ingresos Operacionales

Indicador	Calculo	Unidad	Resultados 12/2012	Resultados 03/2013	Resultados 06/2013	Resultados 09/2013	Resultados 12/2013
Flujo de Caja menos Servicio de la Deuda / Ingresos Operacionales	<i>Flujo de Caja[Ebitda + Variación de Capital de Trabajo]-Servicio de la Deuda /Ingresos Operacionales</i>	%	-9%	-5%	-3%	-8%	-9%

Tabla 15. Flujo de Caja menos Servicio de la Deuda / Ingresos Operacionales. Fuente: Información Electricaribe IV Trimestre 2013

La deuda registrada por parte de la compañía supera el valor de efectivo generado por la misma, razón por la cual el indicador es negativo, no obstante este presento valor porcentual igual con respecto a diciembre de 2012.

- Cartera por edades

La cartera de la empresa aumentó en ocho de las nueve edades en las que fue clasificada tal y como se refleja en el cuadro siguiente. La cartera que registra el mayor valor, es la correspondiente a más de 360 días, la cual aumentó \$179.701,47, siendo a su vez la que evidencia la principal variación absoluta con respecto a diciembre de 2012.

Indicador	Resultados 12/2012	Resultados 03/2013	Resultados 06/2013	Resultados 09/2013	Resultados 12/2013	variacion Dic 2012 - Dic 2013	%
Cartera 30 días	56.410,46	59.953,00	74.466,07	64.360,21	50.216,58	-6.193,88	-11%
Cartera 60 días	34.476,49	44.754,00	44.851,86	45.087,40	34.893,41	416,92	1%
Cartera 90 días	31.204,30	35.916,00	43.211,17	48.796,77	34.684,59	3.480,29	11%
Cartera 120 días	30.717,75	29.373,00	24.113,17	39.201,50	32.858,12	2.140,37	7%
Cartera 150 días	23.220,60	26.853,00	28.679,97	30.119,25	29.575,25	6.354,65	27%
Cartera 180 días	27.020,77	27.201,00	31.534,99	36.815,00	28.509,41	1.488,64	6%
Cartera 360 ; > 360 día	629.654,65	673.894,22	751.890,00	809.356,12	745.829,42	116.174,77	18%
Total Cartera Subnorrr	90.124,10	92.722,00	100.004,64	106.516,00	110.563,53	20.439,43	23%
Cartera Subnormales > 360 días	70.791,86	74.658,00	76.550,15	80.744,00	82.404,98	11.613,12	16%

Tabla 16. Cartera por Edades. Fuente: Informa