

## **ANÁLISIS Y EVALUACION DE LA GESTIÓN ADMINISTRATIVA ENERO-MAYO DE 2015**

### **1. ANTECEDENTES**

El informe presentado corresponde a la gestión administrativa, técnica, financiera y comercial de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. - EERSSA, de enero - mayo de 2015, mismo que se analiza en base a los siguientes aspectos:

- a) Plan Operativo Anual (POA) 2015 y Plan Estratégico 2015-2017.
- b) Cuadro de indicadores levantados por la EERSSA para el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- c) Calidad del Servicio Eléctrico: Técnico y Comercial.
- d) Pérdidas de Energía.
- e) Eficiencia de Recaudación.
- f) Cartera.
- g) Personal.
- h) Grado de cumplimiento de las políticas expresadas en el Oficio del MEER DM-2011-1379-O, especialmente las numeradas con 7, 10, 11.
- i) Cuadro de Mando Integral de la EERSSA.



## 2. INDICADORES LEVANTADOS POR LA EERSSA PARA EL MEER

En el cuadro siguiente se expresan los indicadores levantados por la EERSSA para el MEER correspondientes a enero-mayo de 2015.

Nro.	Indicador	Unidad de Medida	Tipo	Periodicidad	Nivel Desagregación	Resultados Dic/14	Resultados Ene/15	Resultados Febe/15
1	Consumo de Energía Eléctrica (por grupo de consumo)	GWh	Medida	Mensual	Residencial	13.17	13.19	12.98
					Comercial	5.42	5.15	5.10
					Industrial	2.92	1.64	1.21
					Alumbrado Público	2.55	2.55	2.31
					Otros	2.80	2.82	2.66
					<b>TOTAL</b>	<b>26.86</b>	<b>25.35</b>	<b>24.27</b>
2	Facturación	USD	Medida	Mensual (año móvil)	Residencial	1.371.300,29	1.383.782,26	1.398.382,35
					Comercial	501.749,09	509.946,31	519.108,26
					Industrial	167.636,00	173.011,19	175.262,37
					Alumbrado Público	340.381,69	341.138,07	342.076,49
					Otros	217.764,94	223.888,43	226.638,63
					<b>TOTAL</b>	<b>2.598.832,01</b>	<b>2.631.766,27</b>	<b>2.661.468,09</b>
3	Recaudación de las Distribuidoras por Venta de Energía Eléctrica	USD	Medida	Mensual (año móvil)	Residencial	1.116.662,58	1.124.497,70	1.129.964,68
					Comercial	498.569,57	508.429,57	513.612,29
					Industrial	159.399,66	170.286,85	172.350,09
					Alumbrado Público	341.260,80	343.195,34	343.135,83
					Otros	217.746,44	222.616,62	228.125,99
					<b>Total de planillas</b>	<b>2.333.639,05</b>	<b>2.369.026,08</b>	<b>2.387.188,88</b>
					<b>Subsidios</b>	<b>252.978,45</b>	<b>257.739,83</b>	<b>263.101,92</b>
					<b>TOTAL</b>	<b>2.586.617,50</b>	<b>2.626.765,91</b>	<b>2.650.290,80</b>
4	Porcentaje de Recaudación	%	Indicador	Mensual (año móvil)	Empresa	99.53%	99.81	99.58
5	Cartera vencida	USD	Medida	Mensual	Sector Público	14.605,19	12.245,62	7.774,38
					Sector Privado	352.354,62	373.809,39	572.501,65
					<b>TOTAL</b>	<b>366.959,81</b>	<b>386.055,01</b>	<b>580.276,03</b>
					<b>Según SICO(*)</b>	<b>305.808,87</b>	<b>293.815,34</b>	<b>304.047,31</b>
6	Porcentaje de Pérdidas de Energía Distribución	%	Indicador	Mensual (año móvil)	Empresa	9.73%	9.77%	9.84%
7	Calidad del servicio eléctrico	Horas	Indicador	Mensual	Empresa	12.60	12.32	12.06
		Número	Indicador	Mensual	Empresa	8.29	8.15	7.77



8	Número total de medidores instalados (nuevos usuarios)	Número	Medida	Mensual	Empresa	452	592	533
9	Número de clientes	Número	Medida	Mensual	Residencial	161.923	162490	162913
					Comercial	16195	16215	16237
					Industrial	1721	1706	1703
					Alumbrado Público	0	0	0
					Otros	6030	6039	6049
					<b>TOTAL</b>	<b>185.869</b>	<b>186.450</b>	<b>186.902</b>
10	Número de servidores y obreros.	Número	Medida	Mensual	Permanente	400	401	401
					No permanente	61	57	61
11	Número de clientes por servidor y obrero	Número	Indicador	Mensual	Empresa	403	407	405

(\*) SICO: Sistema de Información Comercial



Nro.	Indicador	Unidad de Medida	Tipo	Periodicidad	Nivel Desagregación	Resultados Mar15	Resultados Abr15	Resultados May15
1	Consumo de Energía Eléctrica (por grupo de consumo)	GWh	Medida	Mensual	Residencial	12.80	13.14	13.32
					Comercial	5.28	5.27	5.35
					Industrial	1.58	1.42	1.72
					Alumbrado Público	2.57	2.49	2.58
					Otros	2.74	2.70	2.81
					<b>TOTAL</b>	<b>24.97</b>	<b>25.02</b>	<b>25.78</b>
2	Facturación	USD	Medida	Mensual (año móvil)	Residencial	1.413.946,18	1.429.154,25	1.435.358,34
					Comercial	530.397,95	540.167,25	541.520,02
					Industrial	179.180,73	180.610,41	180.686,79
					Alumbrado Público	343.743,27	344.189,55	345.267,66
					Otros	229.924,43	226.822,36	226.436,65
					<b>TOTAL</b>	<b>2.697.192,56</b>	<b>2.720.943,82</b>	<b>2.729.269,46</b>
3	Recaudación de las Distribuidoras por Venta de Energía Eléctrica	USD	Medida	Mensual (año móvil)	Residencial	1.146.381,78	1.153.384,05	1.160.446,92
					Comercial	528.733,45	536.080,68	539.061,16
					Industrial	178.188,70	179.460,06	181.379,30
					Alumbrado Público	346.095,80	345.783,67	345.694,14
					Otros	231.032,14	231.583,84	228.228,61
					<b>Total de planillas</b>	<b>2.430.431,88</b>	<b>2.446.292,31</b>	<b>2.454.810,13</b>
					<b>Subsidios</b>	<b>267.030,40</b>	<b>274.651,51</b>	<b>274.459,33</b>
					<b>TOTAL</b>	<b>2.697.462,28</b>	<b>2.720.943,82</b>	<b>2.729.269,33</b>
4	Porcentaje de Recaudación	%	Indicador	Mensual (año móvil)	Empresa	100.01 %	100 %	100 %
5	Cartera vencida	USD	Medida	Mensual	Sector Público	10.760,68	11.209,94	10.197,20
					Sector Privado	492.901,20	501.102,69	571.173,75
					<b>TOTAL</b>	<b>503.661,88</b>	<b>512.312,63</b>	<b>581.370,95</b>
					<b>Según SICO(*)</b>	<b>418.388,02</b>	<b>384.339,42</b>	<b>388.000,13</b>
6	Porcentaje de Pérdidas de Energía en Distribución	%	Indicador	Mensual (año móvil)	Empresa	9.89 %	10.00%	10.01%
7	Calidad del servicio eléctrico	Horas	Indicador	Mensual	Empresa	11.69	11.75	10.72
		Número	Indicador	Mensual	Empresa	7.36	7.10	6.44
8	Número total de medidores instalados (nuevos usuarios)	Número	Medida	Mensual	Empresa	515	513	597



9	Número de clientes	Número	Medida	Mensual	Residencial	163320	163697	164183
					Comercial	16259	16257	16262
					Industrial	1697	1681	1680
					Alumbrado Público	0	0	0
					Otros	6065	6084	6172
					<b>TOTAL</b>	<b>187341</b>	<b>187719</b>	<b>188297</b>
10	Número de servidores obreros.	Número	Medida	Mensual	Permanente	401	401	402
					No permanente	54	56	55
11	Número de clientes por servidor y obrero	Número	Indicador	Mensual	Empresa	412	411	412

(\*) SICO: Sistema de Información Comercial

### 3. EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE POLÍTICAS DEL MEER RESPECTO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO (Oficio Nro. MEER-DM-2011-1379-O).

La EERSSA, a través de las diferentes Gerencias o unidades administrativas ha tomado algunas acciones o actividades respecto a la aplicación y cumplimiento de las políticas emitidas por el MEER. Se informa el cumplimiento de las siguientes políticas:

#### 3.1. Política 7:

**EXIGIR A LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN, LOS MAYORES ESFUERZOS PARA QUE LAS SUSPENSIONES DE SERVICIO AFECTEN LO MENOS POSIBLE A LOS CLIENTES.**

En mayo se realizó las siguientes actividades:

#### **Mantenimiento de las siguientes Líneas de 69 kV:**

Mantenimiento de las siguientes Líneas de 69 kV: Loja – Vilcabamba, San Cayetano – Obrapía y Gonzanamá – Cariamanga, trabajos realizados: reubicación de estructura en peligro de caerse por deslave del terreno en el sector de Pueblo Nuevo (vía a Malacatos), inspección visual de aisladores, estructuras y desbroce de vegetación muy próxima a los conductores eléctricos.

## **Subestaciones:**

Se ejecuta un mantenimiento preventivo en la subestación Palanda, con el repintado del transformador de Potencia.

Se ejecutan mantenimientos preventivos en la subestación Obrapía, para pruebas de rigidez dieléctrica en transformadores de potencia.

Se ejecuta un mantenimiento preventivo en la circuitería de control de la subestación El Panguí, para permitir la reposición de alarmas desde el centro de control, a través del sistema SCADA.

Se ejecuta un mantenimiento preventivo en la subestación Catacocha, con el cambio de cuatro seccionadores barra en la posición general del transformador, por deterioro en contactos que presentan puntos calientes.

Se ejecutan mantenimientos preventivos mayores en el banco de baterías de la subestación Sur y Palanda, debido al deterioro en las estructuras de soporte.

Mantenimiento Preventivo de limpieza general en la RTU de la subestación San Cayetano.

Se trabaja en un mantenimiento correctivo del seccionador tripolar de la subestación Celica, para reponer columna de aislador fracturada.

## **Mejoras de Subestaciones:**

Se inician trabajos para la modernización de IEDs de protección en las subestaciones Cumbaratza y El Panguí. Se comienza con el retiro de las puertas principales de los tableros de control para efectuar una adaptación mecánica y permitir la colocación de los nuevos IEDs. Esto se efectúa para los alimentadores Yacuambi, Zamora2, Yantzaza, Nambija, Panguí, Los Encuentros, Gualaquiza y las dos posiciones generales de los transformadores

## **Sistema SCADA III:**

Se habilita conversor de fibra óptica, para la comunicación de la subestación Velacruz, para configurar la integración al sistema SCADA.

Instalación de una cámara de vigilancia PTZ en la subestación Obrapía, tras la reparación de la cámara ante una falla anterior.

### **Comunicaciones:**

Se continúa con la ejecución del contrato 273-2014 con la empresa ADVICOM, para el reforzamiento de la Red WAN; se comienza con el retiro de equipos de bodega y traslado de los mismos, para la instalación en los diferentes cerros.

### **Distribución:**

Se puso en operación el reconectador situado en La Era de la parroquia El Tambo del cantón Catamayo, el cual servirá para interconectar los alimentadores Malacatos con El Tambo; adicionalmente se puso en funcionamiento el reconectador ubicado en la parroquia Sabiango del cantón Macará, con el fin de mejorar la calidad del servicio técnico del alimentador Sozoranga.

### **Mantenimiento de Alimentadores Primarios y Redes de Distribución:**

En varios sectores del área de concesión se realizó los siguientes trabajos: montaje de transformadores nuevos, sustitución de transformadores en mal estado y sobrecarga-do, inspección visual de la estructuras de algunos alimentadores continuando con el Plan de Mantenimiento Predictivo, instalación de equipo FLUKE para monitorear la calidad de energía, reparación de conductores arrancados por diferentes motivos en baja y media tensión, reubicación y montaje de estructuras de hormigón y tensores afectados por diferentes causas, se aploma estructura afectadas por la estación invernal en varios sectores, cambio de postes en mal estado, alejamiento de las líneas de media tensión de fachadas de edificios (utilizando crucetas voladas) y forrado de las redes de baja tensión (manguera de polietileno), montaje de seccionadores,

cambio de calibre de conductor en baja tensión para incrementar su capacidad, cambio de pararrayos en mal estado, instalación de luminarias y desbroce de vegetación muy cercana a los conductores eléctricos.

**Adquisición de equipos necesarios para el mantenimiento del sistema eléctrico:**

Contrato	Proveedor	Descripción	Abril 2015
289.2014	Elektron	Adquisición de Transformadores de Distribución Monofásicos y Trifásicos (\$ 155.741,24)	Pendiente de Entrega
099.2015	Zavato S.A.	Adquisición de Bloques de Anclaje y Postes Circulares de Hormigón Armado (\$ 32.000,00)	Entrega de Material / Concluido

Contrato	Proveedor	Descripción	Mayo 2015
289.2014	Elektron	Adquisición de Transformadores de Distribución Monofásicos y Trifásicos (\$ 155.741,24)	Entrega de Material / Concluido

### 3.2. Política 10:

**GESTIONAR PARA QUE LA MAYORÍA DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS DEL ECUADOR, PARTICIPEN EN EL PROCESO DE “BENCHMARKING” SOBRE CALIDAD DEL SERVICIO, QUE REALIZA ANUALMENTE LA CIER.**

La EERSSA, en el presente año participará en Benchmarking respecto a la encuesta anual que realiza la CIER.

Dentro de las actividades en la Gerencia de Comercialización en el periodo enero-mayo de 2015, analizadas por la Comisión de Satisfacción al Cliente, se detallan a continuación:

Análisis de reclamos presentados, es generado en el Call Center y el mismo está en función de los reclamos que se efectúan a través de los diferentes medios que la EERSSA dispone.



MESES	TOTAL CLIENTES	INTERRUPCIONES	VARIACIONES DE VOLTAJE	RECLAMOS COMERCIALES	INTERRUPCIONES M/T	ALUMBRADO PÚBLICO	OTROS	TOTAL RECLAMOS PRESENTADOS	TOTAL RECLAMOS PROCESADOS	% RECLAMOS PROCESADOS
Ene-15	186157	383	35	42	46	65	83	608	586	96.88%
Feb-15	186614	404	27	29	50	62	59	581	565	97.25%
Mar-15	187055	466	39	32	70	66	127	730	707	96.85%
Abr-15	187424	530	20	79	106	73	165	867	833	96.08%
May-15	187947	482	23	49	68	76	120	750	735	98.00%

MESES	INTERRUPCIONES INDIVIDUALES *						ALUMBRADO PÚBLICO		
	URBANO			RURAL					
	PRESE NTADO	ATEND IDO*	PORC ENTAJ E	PRESEN TADO	ATENDI DO*	PORCENTAJE	PRESENT ADO	ATENDI DO	% PORCENT AJE
Ene-15	312	296	94.87%	25	17	68.00%	65	60	92.31%
Feb-15	330	317	96.06%	24	15	62.50%	62	61	98.39%
Mar-15	376	364	96.81%	20	12	60.00%	66	63	95.45%
Abr-15	379	355	93.67%	45	26	57.78%	73	67	91.78%
May-15	386	373	96.63%	28	18	64.29%	76	76	100.00%

## Actividades de la Gerencia de Comercialización

### GERENCIA DE COMERCIALIZACION

El porcentaje de errores de facturación (PEF) en el periodo enero-mayo 2015 se obtuvo lo siguiente:

MES	Porcentaje de Errores de Facturación PEF (%)
Ene	0.26
Feb	0.14
Mar	0.16
Abr	0.29
May	0.18

En lo relacionado al PLAN RENOVA, se atendió lo siguiente:



CONCEPTOS	Ene	Feb	Mar	Abr	May
Inscripciones recibidas	76	79	76	74	58
Inspecciones realizadas	89	68	116	118	64
Contratos suscritos	43	34	92	92	58
Refrigeradoras sustituidas	78	17	60	77	76

En relación al Programa emblemático PEC, en el periodo enero-mayo de 2015 se obtuvo lo siguiente:

CONCEPTOS	Cientes (Ene)	Cientes (Feb)	Cientes (Mar)	Cientes (Abr)	Cientes (May)
Registro a través de <a href="http://www.ecuadorcambia.com">www.ecuadorcambia.com</a>	6072	1369	995	1,463	665
Restitución de medidores por programa PEC	146	157	110	145	105
Medidores bifásico ya instalados	441	218	288	509	262
Registro con incentivo tarifario (Clientes PEC)	36	33	768	400	618
Circuitos expresos			xx	617	445

En cuanto a los datos de facturación en el periodo enero- mayo de 2015 se obtuvo lo siguiente:

Mes	Clientes	Energía Facturada (kWh)	RUBROS POR ENERGÍA		FACT. TOTAL SIN SUBSIDIOS		FACT. TOTAL CON SUBSIDIOS	
			Facturación Solo rubros Energía (US\$)	Precio medio) (US\$ Cent/kWh)	Facturación sin Subsidios Todos los rubros Energía (US\$)	Precio medio) (US\$ Cent/kWh)	Facturación con Subsidios Todos los rubros Energía (US\$)	Precio medio) (US\$ Cent/kWh)
Ene-15	185,870	26,861,825	2,587,874.76	9.634	3,295,491.42	12.268	3,029,435.99	11.278
Feb-15	186,450	25,353,755	2,500,432.78	9.862	3,241,612.50	12.786	2,967,290.14	11.704
Mar-15	186,902	24,265,821	2,415,589.01	9.955	3,242,425.17	13.362	2,893,119.34	11.923
Abr-15	187,341	24,966,814	2,462,753.88	9.864	3,169,227.50	12.694	2,906,485.34	11.641
May-15	187,719	25,019,429	2,495,017.43	9.972	3,214,773.37	12.849	2,952,031.21	11.799

### 3.3. Política 11:

**IMPULSAR PARA QUE CADA DISTRIBUIDORA TENGA AL MENOS UN PROFESIONAL DEDICADO A TIEMPO COMPLETO A LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS Y A LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO.**

- 1- **La Gerencia de Operación y Mantenimiento**, presenta un informe de “Análisis de las interrupciones y su incidencia en los índices de calidad del servicio técnico.

## 1.1. Análisis de las interrupciones de servicio y su incidencia en los índices de calidad del servicio técnico

Para el caso específico del periodo de enero-mayo de 2015, el detalle de valores de FMik y TTik registrados por la EERSSA, desagregados en los meses del año móvil respectivo, se muestran en el siguiente cuadro:

**DESGLOSE de FMik y TTik JUNIO 2014 - MAYO 2015 (Año Móvil)**

Mes/Año	FMik (*)	TTik (*)		FMik (**)	TTik (**)
jun-14	0.78	1.06		0.78	1.06
jul-14	1.42	4.22		1.42	4.22
ago-14	0.26	0.08		0.26	0.08
sep-14	1.02	3.23		1.02	3.23
oct-14	0.37	0.13		0.37	0.13
nov-14	0.33	0.16		0.33	0.16
dic-14	0.80	0.21		0.80	0.21
ene-15	0.25	0.04		0.25	0.04
feb-15	0.24	0.10		0.24	0.10
mar-15	0.58	1.15		0.58	1.15
abr-15	0.24	0.20		0.24	0.20
<b>may-15</b>	<b>0.17</b>	<b>0.12</b>		<b>0.17</b>	<b>0.12</b>
	<b>6.43</b>	<b>10.72</b>		<b>6.43</b>	<b>10.72</b>

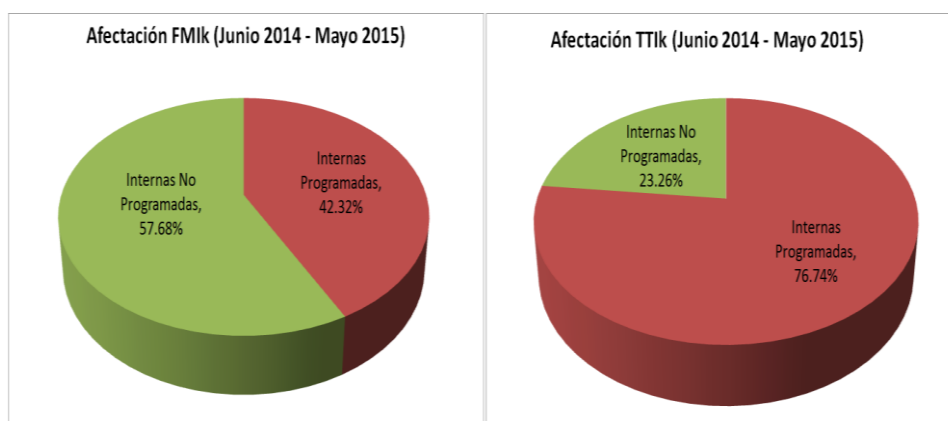
(\*) Considera interrupciones internas y externas

(\*\*) Considera solamente interrupciones internas.

Según la clasificación de las desconexiones establecida en la Regulación CONELEC 04/01, se procesó la información de las interrupciones del servicio a nivel de cabecera de alimentadores primarios y se obtuvo las causas de las desconexiones mayores a tres minutos correspondientes al año móvil junio 2014 – mayo 2015, registrándose 555 desconexiones de alimentadores, siendo 182 de ellas programadas y 373 no programadas:



La afectación a los índices de calidad del servicio técnico se muestra a continuación:

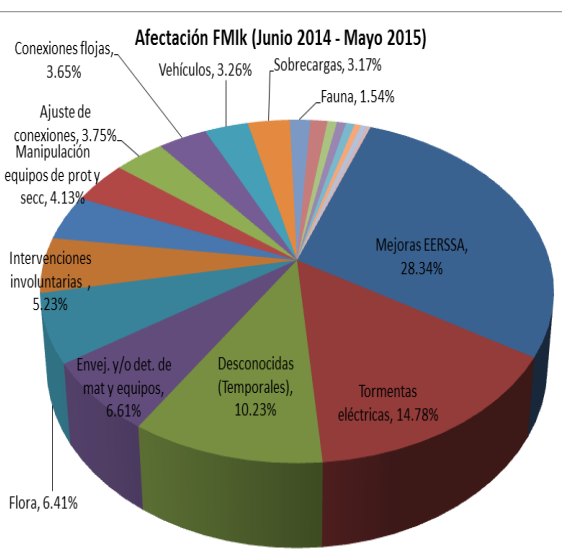


Es de notar que aunque las desconexiones programadas representan un 32.79 % del total de desconexiones, su aporte en el TTIk es del 76.74 %, es decir que las suspensiones del servicio para la ejecución de trabajos programados de obras son más significativas que las suspensiones debido a fallas en el sistema.

Las causas de desconexión registradas en el período de análisis y su aporte en el FMIk, ordenadas de mayor a menor incidencia son:



Tipo	Causa	FMIk	Afectación FMIk acumulado
Interna Programada	Mejoras EERSSA	1.823	28.34%
Interna No Programada	Tormentas eléctricas	0.950	14.78%
Interna No Programada	Desconocidas (Temporales)	0.658	10.23%
Interna No Programada	Envej. y/o det. de mat y equipos	0.425	6.61%
Interna No Programada	Flora	0.413	6.41%
Interna No Programada	Intervenciones involuntarias	0.337	5.23%
Interna Programada	Cambio de mat. y equipos	0.280	4.35%
Interna Programada	Manipulación equipos de prot y secc	0.266	4.13%
Interna Programada	Ajuste de conexiones	0.241	3.75%
Interna No Programada	Conexiones flojas	0.235	3.65%
Interna No Programada	Vehículos	0.210	3.26%
Interna No Programada	Sobrecargas	0.204	3.17%
Interna No Programada	Fauna	0.099	1.54%
Interna Programada	Transferencia de carga	0.083	1.29%
Interna No Programada	Deslizamientos	0.045	0.71%
Interna No Programada	Vientos	0.044	0.69%
Interna No Programada	Maniobras	0.042	0.65%
Interna Programada	Particulares	0.030	0.47%
Interna No Programada	Incendios	0.030	0.47%
Interna No Programada	Protecciones	0.018	0.29%
Externa Programada	Ampliaciones	0.000	0.00%
Total		6.43	100.00%



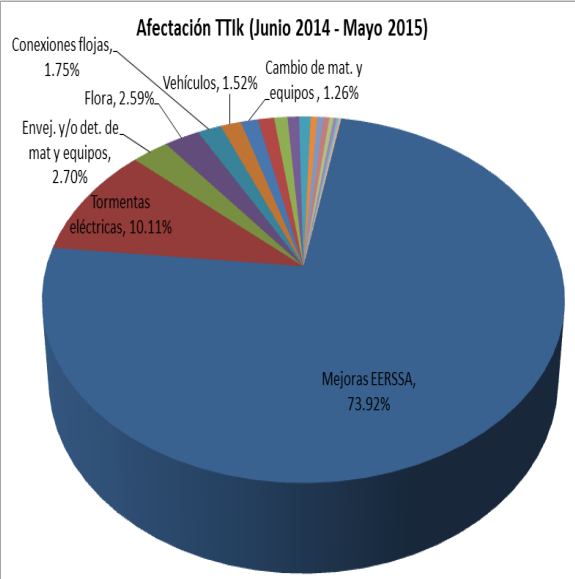
En el cuadro anterior, se incluyen tanto causas de desconexiones programadas como no programadas (fallas), siendo las desconexiones programadas para mejoras del sistema la causa principal de desconexión que aportan al incremento del índice FMIk, seguidas de las desconexiones por tormentas eléctricas y en tercer lugar de incidencia se tienen las interrupciones debido a causas desconocidas (temporales).

En cuanto a las desconexiones desconocidas se han registrado 51 interrupciones del servicio, de estas, 35 desconexiones corresponden a 3 eventos de corta duración en el Sistema de Subtransmisión; en referencia a las interrupciones debido a la ejecución de trabajos para mejoras en el Sistema Eléctrico de la EERSSA, se pueden indicar que las más significativas corresponden a obras para el reforzamiento del sistema. Con respecto a las desconexiones debido a tormentas eléctricas, se han contabilizado 112, de estas, 104 desconexiones corresponden a 5 eventos en el sistema de Subtransmisión.

Las causas de desconexión registradas en el período de análisis y su aporte en el TTIk, ordenadas de mayor a menor incidencia son:



Tipo	Causa	TTIk	Afectación TTIk acumulado
Interna Programada	Mejoras EERSSA	7.922	73.92%
Interna No Programada	Tormentas eléctricas	1.083	10.11%
Interna No Programada	Envej. y/o det. de mat y equipos	0.289	2.70%
Interna No Programada	Flora	0.278	2.59%
Interna No Programada	Conexiones flojas	0.188	1.75%
Interna No Programada	Vehículos	0.162	1.52%
Interna Programada	Cambio de mat. y equipos	0.135	1.26%
Interna No Programada	Intervenciones involuntarias	0.129	1.21%
Interna No Programada	Sobrecargas	0.106	0.99%
Interna No Programada	Desconocidas (Temporales)	0.091	0.85%
Interna Programada	Ajuste de conexiones	0.090	0.84%
Interna No Programada	Incendios	0.054	0.51%
Interna Programada	Transferencia de carga	0.048	0.45%
Interna No Programada	Deslizamientos	0.046	0.43%
Interna No Programada	Fauna	0.034	0.31%
Interna Programada	Manipulación equipos de prot y secc	0.026	0.24%
Interna No Programada	Vientos	0.018	0.17%
Interna No Programada	Maniobras	0.012	0.11%
Interna Programada	Particulares	0.002	0.02%
Interna No Programada	Protecciones	0.001	0.01%
Externa Programada	Ampliaciones	0.000	0.00%
Total		10.72	100.00%



En el cuadro anterior se incluyen tanto causas de desconexiones programadas como no programadas (fallas), siendo las desconexiones debido a la ejecución de obras para Mejoras del sistema la causa principal de desconexión que aporta al incremento del índice del TTIk, seguidas de las tormentas eléctricas y el envejecimiento y deterioro de materiales y equipos.

El detalle de las desconexiones en el período análisis se puede apreciar en el ANEXO 1.

#### SUGERENCIAS PARA MEJORAR LOS INDICES DE CST.

Las propuestas para mejorar los índices de CST fueron planteadas por GEOPE mediante Memorando EERSSA-GEOPE-2014-1186 del 30 de octubre de 2014 y fueron conocidas por el Directorio de la EERSSA en sesión celebrada el 05 de diciembre de 2014.

#### 1.2. Actividades realizadas por la Unidad de Protecciones Eléctricas:

Las principales labores realizadas por el Ingeniero de Protecciones Eléctricas durante el mes de mayo de 2015 se detallan a continuación:

#### Repotenciación del Sistema de Distribución

Como parte de la Administración de los contratos BID-RSND-EERSSA-ST-OB-011-219-2014, BID-RSND-EERSSA-FI-CI-007-247.2014, para la Repotenciación y Fiscalización de las S/Es Sur y Norte y BID-RSND-EERSSA-FI-CI-007-214-2014 para Fiscalización de la S/E Cumbaratza, se participó en la capacitación respecto del manejo y gestión del protocolo IEC 61850 en los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) de protección, suministrados por la contratista TCM S.A., para protección de líneas y transformadores en las S/Es: Norte, Sur, Cumbaratza, Obrapía, San Cayetano y Vilcabamba.

Adicionalmente, se revisaron los protocolos preliminares de pruebas de los 5 transformadores de potencia que se instalarán en las S/Es en proceso de repotenciación, y se emitieron las observaciones correspondientes a fin de que sean corregidas por ABB (fabricante de los transformadores), previo al embarque de los mismos hacia Ecuador.

Como parte los procesos a contratarse con fondos del préstamo de la Corporación Andina de Fomento (CAF), conjuntamente con la comisión encargada de llevar el proceso CAF-RSND-EERSSA-LPN-BI-023 para la: “ADQUISICIÓN DE EQUIPAMIENTO PARA LA UNIDAD DE PROTECCIONES/EQUIPOS DE LABORATORIO”, se realizó la evaluación de las ofertas y la calificación correspondiente, luego de lo cual se recomendó a la Presidencia Ejecutiva adjudicar dicho proceso a la Empresa “Test Mantenimiento y Recalibraciones S.A”.

## **Proyecto SIGDE**

Como parte del desarrollo denominado: “Sistema de Gestión de la Distribución Eléctrica”, durante una semana se participó en la capacitación referente al uso del sistema ADMS (Sistema Avanzado de Gestión de la Distribución), el mismo que forma parte del paquete computacional suministrado por la Empresa TELVENT a todas las Empresas Distribuidoras del país, para el control, supervisión y gestión en tiempo real de las redes de distribución.

## **Instalación de Reconectores en Alimentadores Primarios**

Con la finalidad de mejorar los índices de calidad de servicio técnico, se realizó la configuración, pruebas en sitio y puesta en funcionamiento del Reconectador “Santo Cristo” el mismo que fue instalado a lo largo del Alimentador Sozoranga.

Energización S/E Móvil, 138/69 kV, 60MVA en la S/E Loja de Transelectric

Con la finalidad de realizar la energización de la S/E Móvil 138/69 kV, 60 MVA, de propiedad de CELEC EP TRANSELECTRIC en la S/E Loja, se coordinó la energización en vacío de la Línea S/E Móvil – Obrapía; posteriormente, se ejecutaron las pruebas de concordancia de fases con la Línea Loja 1 – Obrapía, teniendo en cuenta que la EERSSA requiere que los autotransformadores ATQ de la S/E Loja y la S/E Móvil, se conecten en paralelo temporal durante la ejecución de maniobras de transferencia de carga, para evitar desconexiones de servicio por ejecución de maniobras planificadas.

El día 29 de mayo, se coordinaron las maniobras requeridas para la energización de la S/E Móvil, la cual permaneció energizada en vacío durante aproximadamente 24 horas, y, en la madrugada del 30 de mayo tomó la carga prevista, descargando de esta forma el autotransformador ATQ de la S/E Loja y la línea Loja1- Obrapía.

**Análisis de fallas del Sistema Eléctrico de Potencia de la EERSSA**  
Como una actividad cotidiana, se realiza de forma continua el análisis de las fallas ocurridas en el sistema eléctrico de potencia de la EERSSA, con la finalidad de determinar la adecuada actuación de los dispositivos de protección correspondientes y realizar las modificaciones respectivas en caso de requerirse.

## **4. INDICADORES DEL BALANCED SCORECARD**

### **4.1. PERSPECTIVA DE CLIENTES**



En esta perspectiva se establecieron ocho (8) indicadores, de los cuales, tres (3) está en rojo, uno (1) en amarillo y cuatro (4) está en verde. Indicadores en mayo 2015, tomar en consideración.

Indicadores en rojo:

“Tiempo total de interrupción-KVA instalado (TTIk)” en cabecera con 10,72 horas, meta MEER 8 horas en 2015.

“Nro de medidores bifásicos instalados a clientes residenciales (MBI)” con 11.858, meta 40.000,0 unidades en 2015.

“Nro de circuitos expresos instalados para cocinas de inducción (CEI)” con 2.696, meta 20.000,0 unidades en 2015.

#### 4.2. PERSPECTIVA DE PROCESOS

En esta perspectiva se tienen ocho (8) indicadores, de los cuales uno (1) están en rojo, tres (3) están en amarillo y cuatro (4) en verde.

Indicadores en rojo:

“Avance del programa RENOVA” con 73.9%, meta 100% en 2015.

#### 4.3. PERSPECTIVA DEL TALENTO HUMANO

Compuesta por tres (3) indicadores: de los cuales, uno en rojo (1); y, dos (2) en verde.

Indicadores en rojo:

“Índice de accidentabilidad” con 0.44%, meta 0.16% en 2015

#### 4.4. PERSPECTIVA FINANCIERA

Los indicadores financieros de mayo/2015 **son valores proyectados** por cuanto no se cierra contablemente mayo.

La perspectiva financiera contempla tres (3) indicadores, de los cuales: uno (1) en amarillo y dos (2) en verde. En rojo no hay.

### 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

<ul style="list-style-type: none"> <li>La cartera vencida de EERSSA-Distribuidor en mayo de 2015 fue 581.370,95 USD en abril de 2015 fue de 512.312,63 USD, se incrementa en relación a abril (69.058,32 USD).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Continuar con la ejecución del plan de acciones para reducir la cartera vencida. Responsable GECOM</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>El porcentaje de pérdidas de mayo 2015 es 10.01% ligeramente mayor a abril de 2015 es 10.0 %.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tramitar la asignación de los recursos económicos, PLANREP y FERUM con el propósito de ejecutar los proyectos que permitan bajar las pérdidas. Responsable GEFI y Gerencias</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>El valor acumulado del TTik a mayo de 2015 fue 10.72 horas cuando la meta del MEER es de 8,00 horas lo que significa que <b>no</b> se cumple con la meta.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Continuar con la ejecución del plan de acciones para reducir el TTik. Responsable GEOPE.</li> </ul>

Loja, 03 de julio de 2015  
Ing. Jorge Paute C.  
Planificación

# ANEXO1

## Cuadro de Mando Integral

