



INFORME DE GESTIÓN ENERO - DICIEMBRE 2016



Ministerio
de Electricidad
y Energía Renovable

**EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.
INFORME DE GESTIÓN
ENERO – DICIEMBRE 2016**

INDICE

PRESENTACION

1. OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

- 1.1 INCREMENTAR LA OFERTA DE GENERACIÓN ELECTRICA - LOCAL.
- 1.2 INCREMENTAR EL USO EFICIENTE DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.
- 1.3 INCREMENTAR LA EFICIENCIA DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN
- 1.4 MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.
 - 1.4.1 ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO
- 1.5 INCREMENTAR LA COBERTURA DEL SERVICIO ELÉCTRICO
- 1.6 INCREMENTAR LA EFICIENCIA OPERACIONAL
- 1.7 INCREMENTAR EL USO EFICIENTE DEL PRESUPUESTO
- 1.8 INCREMENTAR EL DESARROLLO DEL TALENTO HUMANO

2. RESUMEN DE RESULTADOS

3. DATOS RELEVANTES

4. PROYECTOS RELEVANTES

5. MEDIDAS PARA MEJORAR LOS INDICES

CONCLUSIONES

EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.

INFORME DE GESTIÓN

ENERO – DICIEMBRE 2016

PRESENTACION

La Presidencia Ejecutiva de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi S.A, en ejercicio de la rendición de cuentas y en cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10 y 11 de la Ley de Empresas Públicas que señalan, entre otras obligaciones del Presidente Ejecutivo, la de informar al Directorio sobre los resultados de la gestión, la aplicación de las políticas y los resultados de planes, proyectos y presupuestos, e igualmente, presentar las memorias anuales; pone a consideración del Directorio el Informe de Gestión del año 2016.

Este Informe, recoge los resultados de los Procesos institucionales que, en función de las evaluaciones, evidencian las consecuciones o avances en torno a los objetivos del Plan Estratégico.

Estos objetivos estratégicos constituyen los ejes alrededor de los cuales está estructurado el Informe y se refieren a Incrementar:

1. La oferta de generación eléctrica.
2. El uso eficiente de la demanda de energía eléctrica.
3. La eficiencia de la empresa de distribución.
4. La calidad del servicio de energía eléctrica.
5. La cobertura del servicio eléctrico en el área de concesión
6. La eficiencia operacional.
7. El uso eficiente del presupuesto
8. El desarrollo del talento humano



1 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

1.1 INCREMENTAR LA OFERTA DE GENERACIÓN LOCAL.

Generación Propia

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A., mantiene su generación hidráulica conformada por las centrales Illuchi 1, Illuchi 2, situadas en la zona oriental de la provincia y en su zona occidental las centrales El Estado y Catazacón, en las cuales se ha venido realizando mantenimiento de sus instalaciones civiles y electromecánicas. A continuación, se presenta la energía que se integró al sistema de distribución de ELEPCO S.A.

Tabla 1 Energía generada por las centrales de ELEPCO S.A.

MES	ENERGÍA DISPONIBLE MWh				TOTAL MWh
	EL ESTADO	CATAZACON	ILLUCHI 1	ILLUCHI 2	
ene-16	504,19	276,47	1427,31	1427,31	3635,28
feb-16	519,83	298,42	1622,17	1688,38	4128,8
mar-16	385,88	320,99	2156,45	2431,74	5295,06
abr-16	430,81	314,84	2188,14	2674,39	5608,18
may-16	573,08	342,09	2218,73	2711,79	5845,69
jun-16	559,6	334,07	2412,1	2948,13	6253,9
jul-16	192,13	269,79	2485,1	3037,34	5984,36
ago-16	542,13	188,89	2112,65	2382,35	5226,02
sep-16	542,13	183,46	1916,59	2161,26	4803,44
oct-16	528,99	178,14	1671,75	1811,06	4189,94
nov-16	508,85	173,15	1135,26	1181,6	2998,86
dic-16	554,11	147,80	1172,97	1376,96	3251,837
TOTAL	5.841,73	3.028,11	22.519,22	25.832,31	57.221,37

Fuente: Estadísticas 2016

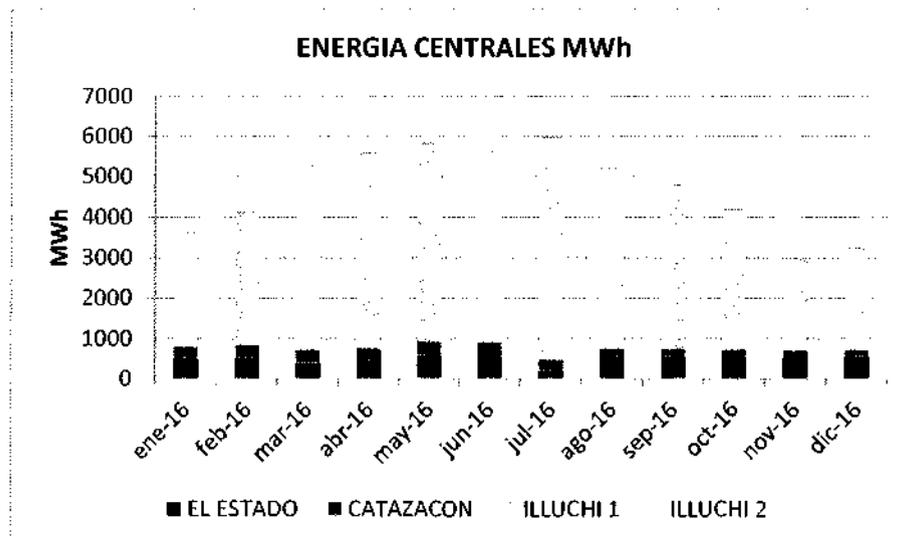


Gráfico 1 Energía disponible por las centrales de generación

En la central El Estado se realizó mantenimientos correctivos siendo necesario el paro de ciertos grupos de generación, por tal razón se presentó un decrecimiento de generación del 16% con respecto al 2015, lo cual fue compensado con la generación de las centrales de Catazacón, Illuchi I y II.

La energía generada por las centrales El Estado y Catazacón representa un 2% de la demanda general del sistema, a diferencia de las centrales Illuchi I y II que representan el 10% del mismo y que permiten mantener los niveles de voltaje aceptables en el sistema.

1.2 INCREMENTAR EL USO EFICIENTE DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Energía y Potencia.

La demanda máxima de 84,42 MW fue registrada el mes de noviembre, representando un incremento de 6,9 % con respecto a la demanda máxima del año 2015 registrada en el mes de Julio de 2015.

En la tabla 2 se presenta el balance energético facilitado por las estadísticas del MEM.

Tabla 2 Balance Energético

MES	DEMANDA MÁXIMA (MW)	ENERGÍA COMPRADA (MWH)	ENERGÍA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA* (MWH)	ENERGÍA TOTAL DISPONIBLE (MWH)	ENERGÍA FACTURADA (MWH)	PÉRDIDAS ENERGÍA (MWH)	PÉRDIDAS DE ENERGÍA %
ene-16	70,08	37154,58	780,66	37935,24	33592,51	4342,73	11,45
feb-16	77,54	34707,68	818,25	35525,93	33955,93	1570,00	4,42
mar-16	75,63	37297,53	706,87	38004,40	34114,22	3890,18	10,24
abr-16	78,62	37046,94	745,65	37792,59	34937,32	2855,27	7,56
may-16	78,17	37169,01	915,17	38084,18	33428,42	4655,76	12,22
jun-16	76,99	37540,26	893,67	38433,93	34887,36	3546,57	9,23
jul-16	80,92	40233,35	461,92	40695,27	36365,26	4330,01	10,64
ago-16	80,19	40582,81	731,02	41313,83	37249,41	4064,42	9,84
sep-16	80,55	39670,99	725,59	40396,58	37473,27	2923,31	7,24
oct-16	79,75	42044,83	707,13	42751,96	37885,26	4866,70	11,38
nov-16	84,42	41251,82	682,00	41933,82	38514,65	3419,17	8,15
dic-16	79,439	40097,60	701,91	40799,51	35457,40	5342,11	13,09
TOTAL	84,42	464797,40	8869,84	473667,24	427861,01	45806,23	9,67

Fuente: Estadísticas 2016

*Energía de generación distribuida está compuesta por las Centrales El Estado y Catazacón, las centrales Illuchi I y II se encuentran declaradas en el MEM encontrándose incluidas en las liquidaciones del MEM.

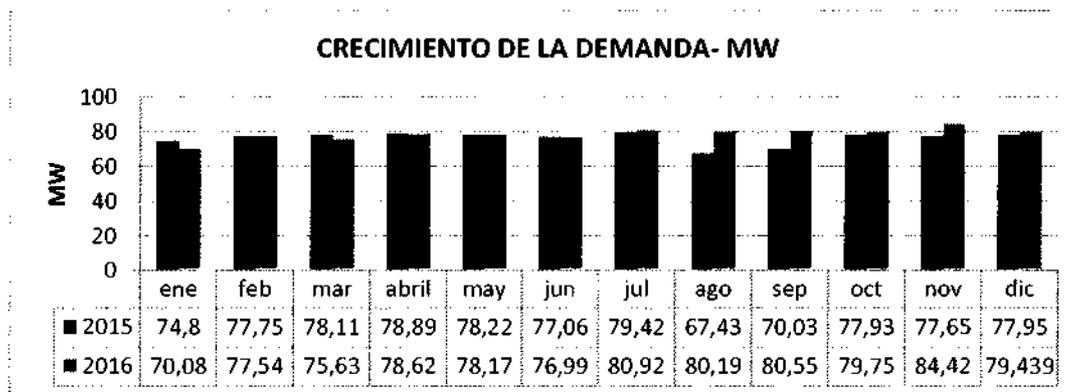


Gráfico 2 Crecimiento de la Demanda MW

En el Gráfico 2, se puede apreciar que hay un crecimiento en la demanda comparada con el año 2015 a partir de abril 2016, mes en el cual se iniciaba a levantar la producción luego del fenómeno volcánico de los últimos meses del año 2015 y los primeros del año 2016.

incrementos no tan representativos debido a la recesión económica mundial que golpea también al país.

Mercado Eléctrico Mayorista MEM

La energía que la Empresa compra al MEM, en el año 2015 es de 472,95 GWh y en el año 2016 es de 464,79 GWh, presentándose un decremento del 1,72 % por las razones expuestas anteriormente, el detalle puede apreciarse en la tabla No 3 y gráfico 3.

Tabla 3 Demanda de energía suministrada por el MEM.

MES	DEMANDA 2015 (GWh)	DEMANDA 2016 (GWh)
ene	35,50	37,15
feb	38,04	34,71
mar	42,78	37,30
abr	40,76	37,05
may	42,65	37,17
jun	40,54	37,54
jul	43,51	40,23
ago	31,95	40,58
sep	31,74	39,67
oct	43,37	42,04
nov	40,83	41,25
dic	41,28	40,10
TOTAL	472,95	464,79

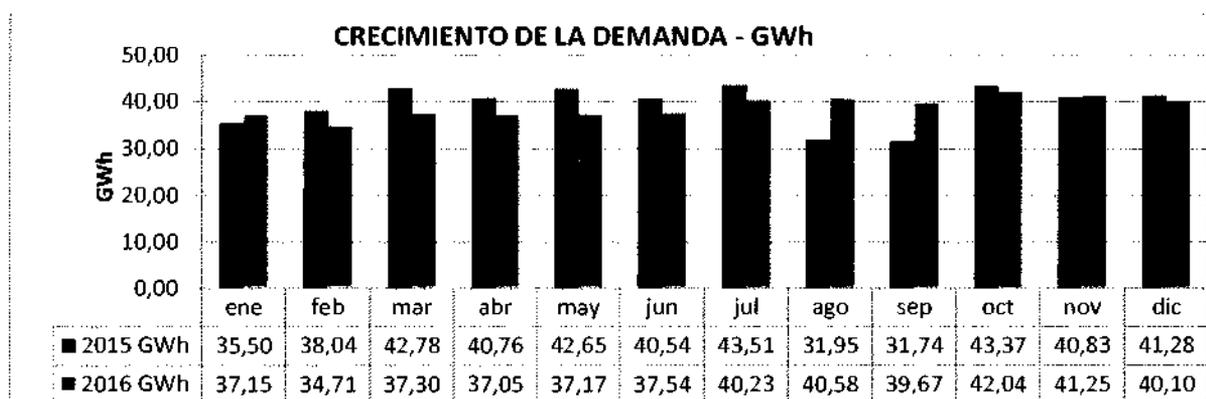


Gráfico 3 Demanda de Energía suministrada por el MEM

1.3 INCREMENTAR LA EFICIENCIA DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN.

ELEPCO S.A. cumpliendo sus objetivos de garantizar un suministro de energía a todos los usuarios dentro de su área de concesión con los niveles de calidad, confiabilidad y continuidad de servicio, ejecutó varios proyectos mediante fuentes de financiamiento como BID, AFD, CAF, PMD, con proyectos que se desarrollaron al 100% en el transcurso del año y otros que se encuentran en estado de ejecución, tal como puede apreciarse en las tablas 4, 5 y 5.1.

Planes de Inversión – Datos Técnicos de los Proyectos

Tabla 4 Proyectos ejecutados mediante fuentes de Financiamiento

Nombre del Plan	Ubicación	Cantidad de Proyectos	Red MV (km)	Red BV (km)	Cantidad de Luminarias	Cantidad Transformadores
AFD-RSND	Varios sectores	5	63,51	38,99	0	52
FERUM-BID2	Varios sectores	5	4,86	4,69	29	8
FERUM-PGE 1	Varios sectores	11	84,12	18,86	43	37
RSND-BID2	Varios sectores	14	1.358,25	29,86	0	5
RSND-CAF	Varios sectores	44	98,44	165,18	995	263
TOTAL GENERAL		79	1.609,18	257,58	1.067,00	365

Avance Económico de los Planes de Inversión

Tabla 5 Ejecución de los proyectos (USD)

PROGRAMA DE INVERSION	VALOR CONTRATADO (USD)	VALOR EJECUTADO (USD)	EJECUCION ECONOMICA (%)
PMD-RSND -AFD	2.844.920,35	1.840.340,30	64,69%
FERUM BID II	137.717,72	134.001,67	97,30%
FERUM PGE I-II 2015	550.152,86	555.110,80	100,90%
PMD- RSND- BID II	4.599.183,05	2.562.092,02	55,71%
PMD RSND CAF	7.921.617,50	7.831.953,63	98,87%

Avance Administrativo y Físico de los Planes de Inversión

Tabla 5.1 Ejecución Administrativo y físico de los proyectos (%)

PROGRAMA DE INVERSION	CONTRACTUAL (40%)	FÍSICO (50%)	LIQUIDACIÓN (10%)	AVANCE FÍSICO (%)
PMD-RSND -AFD	40,00	41,43	6,86	88,29
FERUM BID II	40,00	50,00	10,00	100,00
FERUM PGE I-II 2015	40,00	50,00	10,00	100,00
PMD- RSND- BID II	33,33	22,50	1,67	57,50
PMD RSND CAF	40,00	50,00	9,90	99,90

Los planes de inversión, AFD, BID II, PGE I-II, CAF tienen un avance económico promedio de 83,49% y un avance Administrativo y Físico de 89,14%, conforme a los desembolsos efectuados por las entidades correspondientes.

1.4 MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

1.4.1 CALIDAD DE SERVICIO TECNICO – ELEPCO S.A

1.4.1.1 Tiempo Total de Interrupción TTIK y Frecuencia Media de interrupción FMIK.

Las variaciones de los índices de calidad son ocasionadas por desconexiones producidas en el sistema eléctrico de ELEPCO S.A, que son de origen interno y externo al sistema. Entre las principales causas presentadas en el año son: Mantenimiento programado, ambientales, climáticas, internas de la red y transmisor más terceros, como: Descargas atmosféricas, Fallas a tierra ocasionada por vegetación, postes impactados por vehículos, Baja frecuencia y otros.

Causas de Desconexiones	%
Mantenimiento programado	3,0
Ambientales	11,5
Climáticos	15,1
Internos a la red	21,6
Transmisor más terceros	44,6

1.4.1.2 TTIK - FMIK Origen Interno

Para el cálculo de los indicadores de origen interno se toman en cuenta únicamente las interrupciones originadas por eventos ocurridos sólo en el sistema de distribución de energía eléctrica de ELEPCO S.A. Dentro de estos eventos constan las suspensiones programadas realizadas para repotenciar el sistema de distribución y las no programadas si fueron por situaciones ambientales y climáticas, los valores de los indicadores de origen interno se puede visualizar en la tabla 6 y en los gráficos 4 y 5.

Tabla 6 Indicadores de Calidad.

Mes	Origen Interno	
	TTIK	FMIK
ene-16	3,619	4,993
feb-16	3,457	5,151
mar-16	3,272	5,012
abr-16	3,402	5,003
may-16	2,848	4,139
jun-16	2,846	3,975
jul-16	2,766	3,871
ago-16	2,596	3,633
sep-16	2,591	3,776
oct-16	2,606	3,415
nov-16	2,796	3,933
dic-16	2,641	3,63
META	4,6	4

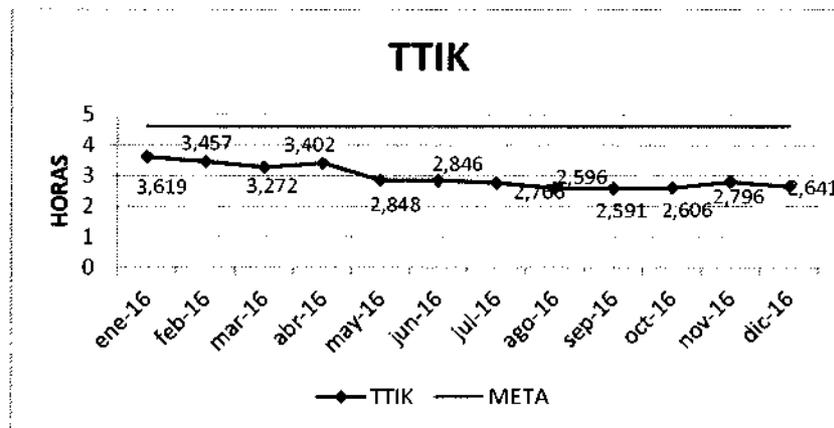


Gráfico 4 Índice de calidad "TTIK" - Origen Interno

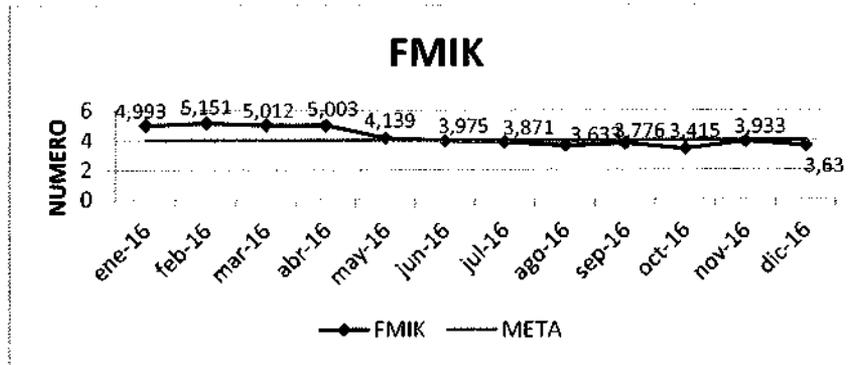


Gráfico 5 Índice de calidad "FMIK"- Origen Interno

El Indicador de calidad TTIK de origen interno de enero a diciembre está bajo el valor de la meta, llegando a un valor año móvil de 2,79 menor al valor de la meta de 4,6, reflejando el cumplimiento de la meta; mientras que el valor del indicador FMIK de enero a abril supera la meta y a partir del mes de mayo se ve un mejoramiento llegando a un valor año móvil de 3,63 menor a la meta de 4,00, con lo que se refleja el cumplimiento de la meta.

1.4.1.3 TTIK – FMIK Origen Externo

Para el cálculo de los indicadores de origen externo se toman en cuenta las interrupciones originadas por eventos en el Sistema de Nacional Transmisión, estos valores se pueden visualizar en la tabla 7 y los gráficos 6 y 7.

Tabla 7 Indicadores de Calidad.

Mes	Origen Externo	
	TTIK	FMIK
ene-16	0,318	0,988
feb-16	0,337	0,781
mar-16	0,341	0,785
abr-16	0,672	0,845
may-16	0,725	1,004
jun-16	0,708	1,04
jul-16	0,759	1,152
ago-16	0,772	1,221
sep-16	0,772	1,221
oct-16	2,114	2,641
nov-16	2,36	3,357
dic-16	2,36	3,36
META	4,6	4

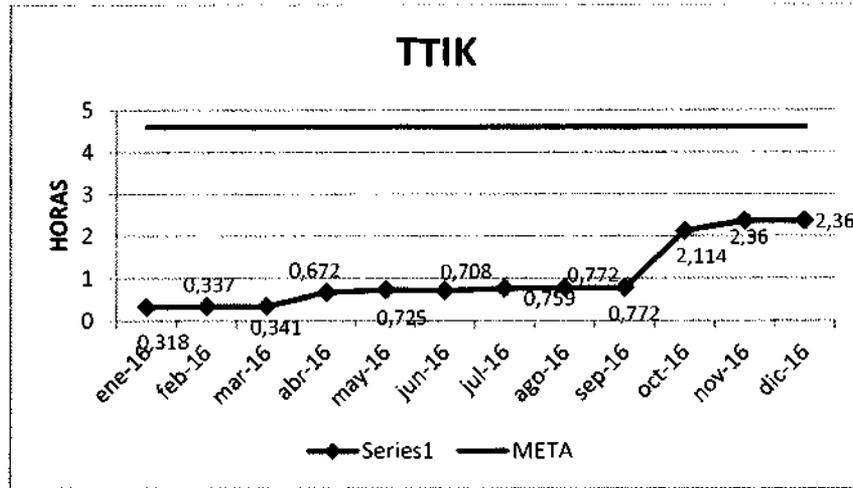


Gráfico 6 Índice de calidad "TTIK" - Origen Externo

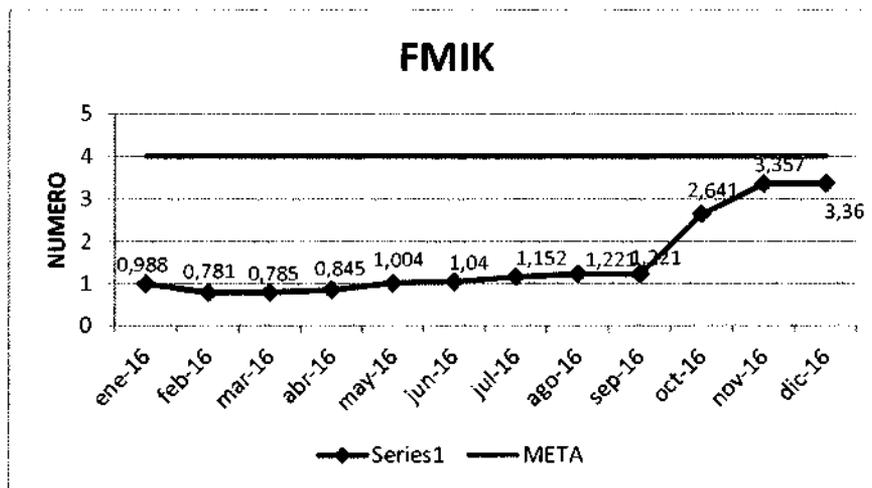


Gráfico 7 Índice de calidad "FMIK" - Origen Externo

Los valores de los indicadores TTIK y FMIK de origen externo se han determinado por interrupciones del servicio eléctrico a nivel del transmisor, siendo la suspensión de mayor incidencia lo que fue provocado por la Empresa FAIRIS, que ocasionó la salida en todo el cantón Salcedo. Estos eventos ocurridos durante el año se puede observar en la tabla 8.

M

Tabla 8 Interrupciones origen externo.

Fecha	Tipo	Origen	Causa
11/02/2016	No Prog	Externo	Disparo L/ST 69kV Calope - La Maná
10/03/2016	No Prog	Externo	Descarga Atmosférica L/ST Calope – Mana
10/04/2016	Prog	Externo	Cambio de fases en el ATR 138 / 69 KV S/E Quevedo
11/04/2016	No Prog	Externo	Disparo Disyuntor en S/E Ambato
21/04/2016	No Prog	Externo	Falla L/ST 69kV Calope – Maná
12/05/2016	No Prog	Externo	Poste chocado dentro de la Fabrica. FAIRIS
27/06/2016	No Prog	Externo	Falla L/ST 69kV Calope-Mana
1/07/2016	No Prog	Externo	Baja Frecuencia
20/10/2016	No Prog	Externo	Falla S.N.I. - Baja Frecuencia
23/10/2016	No Prog	Externo	Falla S.N.I. - Disparo L/ST Mulalo – Vicentina
1/11/2016	No Prog	Externo	Falla S.N.I. - Disparo interconexión Ecuador Colombia
8/11/2016	No Prog	Externo	Baja Frecuencia – EAC
17/11/2016	No Prog	Externo	Baja Frecuencia – EAC

1.4.1.4 TTIK - FMIK - Totales

Con los antecedentes anteriores, en la tabla 9 y gráficos 8 y 9, se los indicadores Totales que se reportan al ARCONEL incluyéndose las desconexiones o interrupciones de servicio de energía eléctrica provocadas por eventos de origen interno y externo.

Tabla 9 Indicadores de Calidad Totales

Mes	Total Índice	
	TTIK	FMIK
ene-16	3,937	5,981
feb-16	3,794	5,932
mar-16	3,613	5,797
abr-16	4,074	5,848
may-16	3,573	5,143
jun-16	3,554	5,015
jul-16	3,525	5,023
ago-16	3,368	4,854
sep-16	3,363	4,997
oct-16	4,72	6,056
nov-16	5,156	7,29
dic-16	5,002	6,99
META	4,6	4

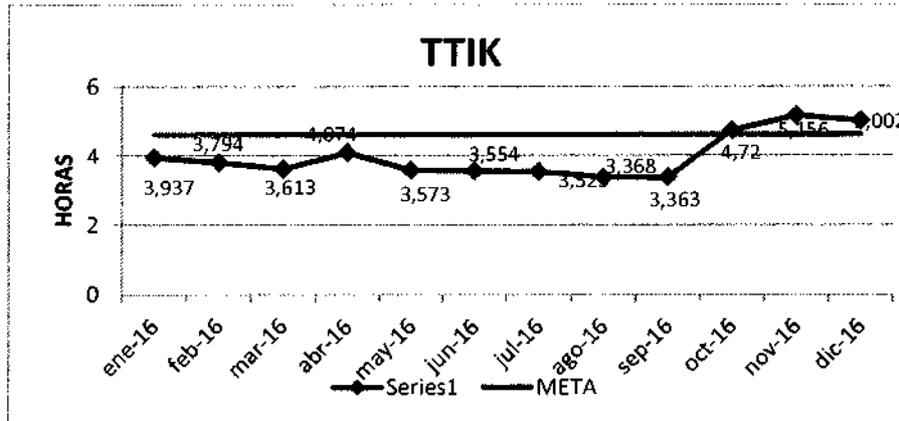


Gráfico 8 Índices de calidad "TTIK"

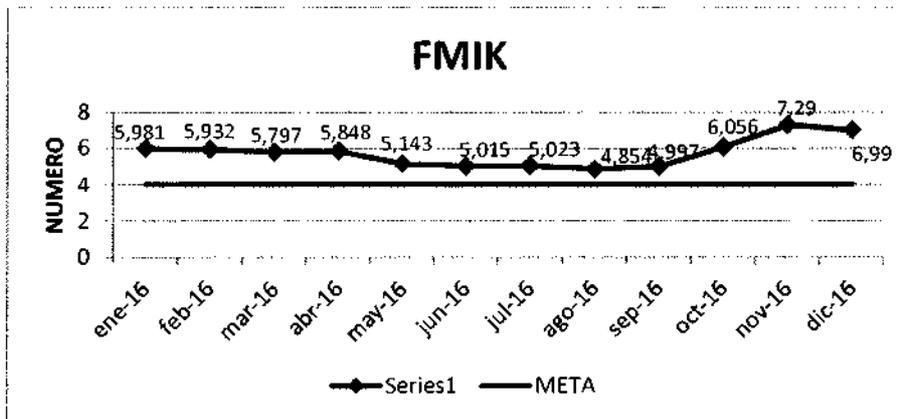


Gráfico 9 Índices de calidad "FMIK"

Los índices de calidad TTIK y FMIK totales se ven afectados por los eventos de origen externo, el índice TTIK durante el año 2016 hasta el mes de septiembre cumple la meta, mientras que el índice FMIK se ve afectado durante todo el año, notándose para ambos indicadores un incremento considerable en los meses de octubre y noviembre, esto debido a las desconexiones del sistema de transmisión, como la desconexión producida en la subestación Mulaló de Transelectric punto frontera de ELEPCO S.A., la desconexión de la Empresa FAIRIS, problemas suscitados en la línea Calope - Quevedo y como evento particular la desconexión producida por el sismo producido en la costa ecuatoriana.

Debe recalarse que estos valores son analizados y evaluados por la dirección Técnica de la Empresa.

[Firma manuscrita]

1.4.1.5 CALIDAD DE SERVICIO TECNICO – LA MANA

1.4.1.5.1 Indicadores TTIK y FMIK Plan Intervención La Mana

De los índices antes indicados y atendiendo al pedido del Directorio se presenta a continuación los indicadores de origen interno, externo y total del sistema La Maná, proporcionados por la Dirección Técnica.

Tabla 10 Índices de calidad “FMIK - TTIK” origen Interno, Externo y Total del Sistema La Mana

Mes	Origen Interno		Origen Externo		Pendiente Reportado		Total - La Mana	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
ene-16	0,15	0,12	0,39	0,12			0,54	0,24
feb-16	0,1	0,09	0,32	0,14			0,42	0,23
mar-16	0,1	0,06	0,34	0,15			0,44	0,21
abr-16	0,07	0,05	0,32	0,31			0,39	0,36
may-16	0,11	0,06	0,32	0,31			0,43	0,37
jun-16	0,07	0,05	0,35	0,31			0,42	0,36
jul-16	0,07	0,05	0,32	0,3			0,39	0,35
ago-16	0,07	0,05	0,32	0,3			0,39	0,35
sep-16	0	0	0,32	0,3	0,02	0,13	0,34	0,43
oct-16	0,11	0,05	0,32	0,3	0,02	0,13	0,45	0,48
nov-16	0,11	0,05	0,29	0,29	0,02	0,13	0,42	0,47
dic-16	0,11	0,05	0,28	0,28	0,02	0,13	0,39	0,33
META	4	4,6	4	4,6			4	4,6

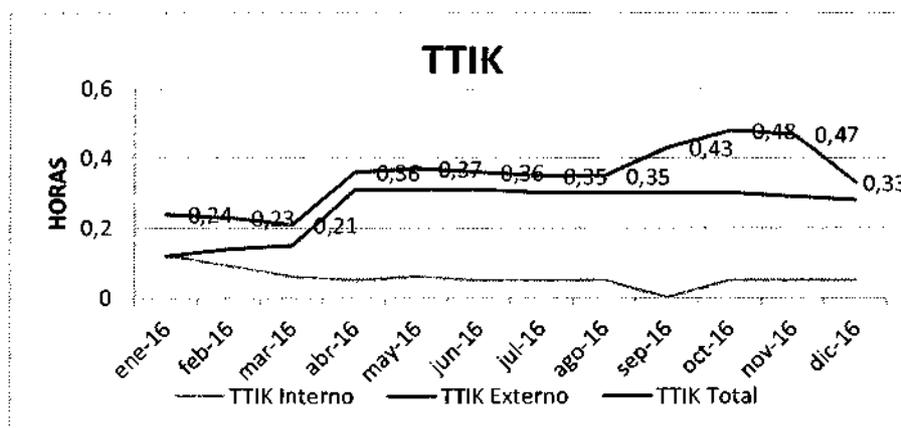


Gráfico 10 Índices de calidad “TTIK” sistema La Mana

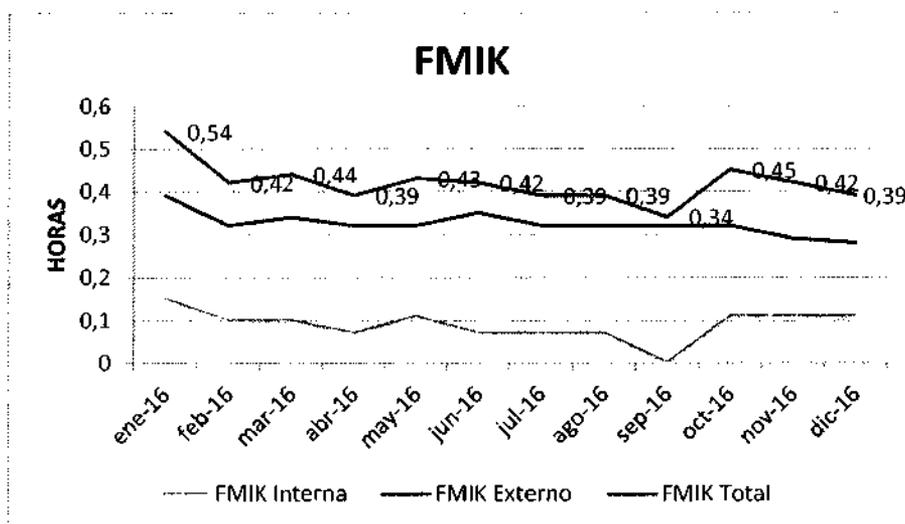


Gráfico 11 Índices de calidad "FMIK" sistema La Mana

1.4.1.6 Valores integrables del sistema ELEPCO S.A.

Los valores de los índices de calidad de servicio técnico del Sistema La Mana están tomados en cuenta en el cálculo de los índices totales del sistema eléctrico de ELEPCO S.A., además se puede también observar que las interrupciones de origen externo como el problema suscitado en la línea Calope – Quevedo, afectan a los índices totales TTIK y FMIK, dando como resultado un incremento.

1.4.2 CALIDAD DE PRODUCTO

Con la finalidad de cumplir con la regulación 004/01 emitida por la ARCONEL, se realizó un cronograma de trabajo anual, para la instalación de analizadores de medio y bajo voltaje en las diferentes etapas funcionales del sistema de distribución; además se tomaron las diferentes medidas correctivas con la finalidad de cumplir los límites establecidos.

1.4.2.1 Voltaje

Cumpliendo con la regulación, como se indica en la tabla 11, la medición del nivel de voltaje se realizó, en 36 barras de salida de subestaciones de distribución AV/MV, cumpliendo con los límites el 100% de las mediciones; en 156 transformadores de

distribución, cumpliendo con los límites el 98,5 % de las mediciones y en 156 consumidores de bajo voltaje, cumpliendo con los límites el 95,5 % de las mediciones.

1.4.2.2 Parpadeo (Flicker) – Pst.

Cumpliendo con la regulación, como se indica en la tabla 11, en cuanto al Flicker la medición de este parámetro se realizó en 156 transformadores de distribución, cumpliendo con los límites el 84,6 % de las mediciones, siendo estas menores al límite $Pst < 1$

1.4.2.3 Armónicos - THD

Cumpliendo con la regulación, como se indica en la tabla 11, en cuanto al factor de distorsión total por armónicos THD, la medición de este parámetro se realizó en 156 transformadores de distribución, cumpliendo con los límites el 100 % de las mediciones, siendo estas menores al 8% permitidos de THD.

1.4.2.4 Factor de Potencia – FP

Cumpliendo con la regulación, como se indica en la tabla 11, la medición de este parámetro se realizó en 12 consumidores en medio voltaje, donde el 65 % de las mediciones superan el valor mínimo permitido de Factor de Potencia de 0,92.

Las mediciones se efectuaron durante un período de 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos y sus resultados se consignan en la tabla 11.

Tabla 11 Índices de calidad de producto

PUNTOS DE MEDICIÓN	MUESTRA SEGÚN REGULACION	CANTIDAD DE PUNTOS DE MEDICION		PORCENTAJE CUMPLIMIENTO DE MEDICIONES			
		MES	AÑO	VOLTAJE	PERTURBACIONES		FP
					THD	PST	
BARRAS SALIDAS S/E	20%	3	36	100			
TRANSF. DISTRIBUCIÓN	0,15%	13	156	98,5	100	84,6	
CONSUMIDORES BAJO VOLTAJE	0,01%	13	156	95,5			
CONSUMIDORES EN MV	2%	1	12				65
PROMEDIO				98,0	100,0	84,6	65,0

1.4.3 CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

1.4.3.1 Porcentaje de error de facturación (PEF)

Considerando la información proporcionada por la Dirección Comercial se establece que el porcentaje de error en la facturación tiene un valor promedio de 0,67% y es menor a la meta de 1%, como se indica en la tabla 12 y gráfico 12.

Tabla 12 Porcentaje de error de facturación PEF

PORCENTAJE DE ERROR EN LA FACTURACION		
MES	PEF	META
ene-16	0,64%	1%
feb-16	0,67%	1%
mar-16	0,69%	1%
abr-16	0,70%	1%
may-16	0,71%	1%
jun-16	0,70%	1%
jul-16	0,69%	1%
ago-16	0,68%	1%
sep-16	0,67%	1%
oct-16	0,65%	1%
nov-16	0,62%	1%
dic-16	0,61%	1%

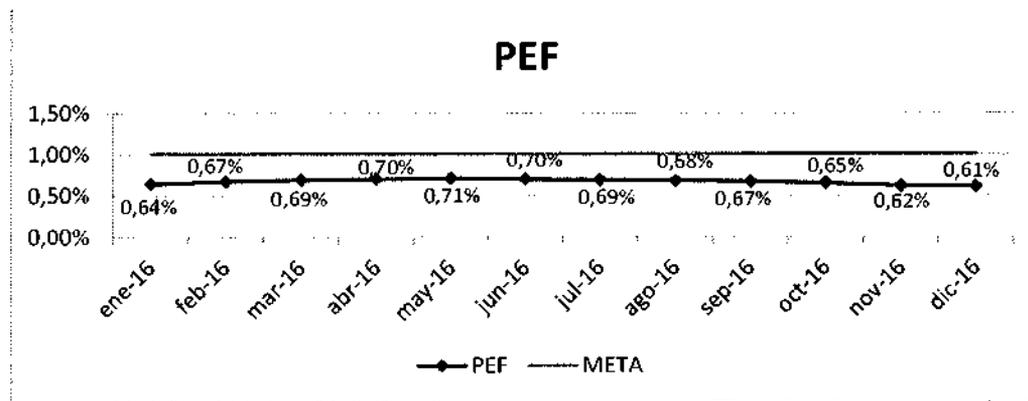


Gráfico 12 Porcentaje de error de facturación "PEF"

1.4.3.2 Índice de Recaudación

El valor de recaudación al mes de diciembre por venta de energía es del 93,33%, representando un incremento en la recaudación comparado con el año 2015 que es de 90,16%.

Tabla 13 Recaudación mensual de la energía suministrada (USD)

MES	FACTURACION MENSUAL (USD)	RECAUDACION MENSUAL (USD)	RECAUDACION MENSUAL (%)
ene-16	3.481.619,12	2.648.923,72	76,08
feb-16	3.538.713,83	3.438.299,93	97,16
mar-16	3.539.239,84	3.357.184,34	94,86
abr-16	3.630.062,04	3.381.918,21	93,16
may-16	3.455.398,59	3.294.319,18	95,34
jun-16	3.615.069,50	3.267.064,32	90,37
jul-16	3.711.582,94	3.314.634,89	89,31
ago-16	3.793.648,52	3.662.148,93	96,53
sep-16	3.834.630,36	3.585.507,65	93,5
oct-16	3.823.668,37	3.517.789,50	92
nov-16	3.907.720,92	3.666.378,64	93,82
dic-16	3.555.342,78	3.827.383,76	107,65
TOTAL	43.886.696,81	40.961.553,07	93,33

Fuente: Informe de labores Dirección Comercial.

1.4.3.3 Índice de Refacturación

Las refacturaciones realizadas por la ELEPCO S.A. al mes de diciembre alcanzan un promedio de 0,59%, indicando una tendencia de disminución en esta actividad.

Tabla 14 Porcentaje de refacturaciones emitidas

PORCENTAJE DE REFACTURACIÓN DE LAS FACTURAS MENSUALES EMITIDAS EN EL AÑO 2016			
MES	CLIENTES	REFACTURACIONES	PORCENTAJE DE REFACTURACIÓN (%)
ene-16	132.277	1607	1,21
feb-16	132.267	1105	0,84
mar-16	132.426	1001	0,76
abr-16	132.560	765	0,58
may-16	132.899	792	0,6
jun-16	131.740	708	0,54
jul-16	132.217	551	0,42
ago-16	132.878	573	0,43
sep-16	133.249	653	0,49
oct-16	133.648	646	0,48
nov-16	134.231	574	0,43
dic-16	134.735	529	0,39

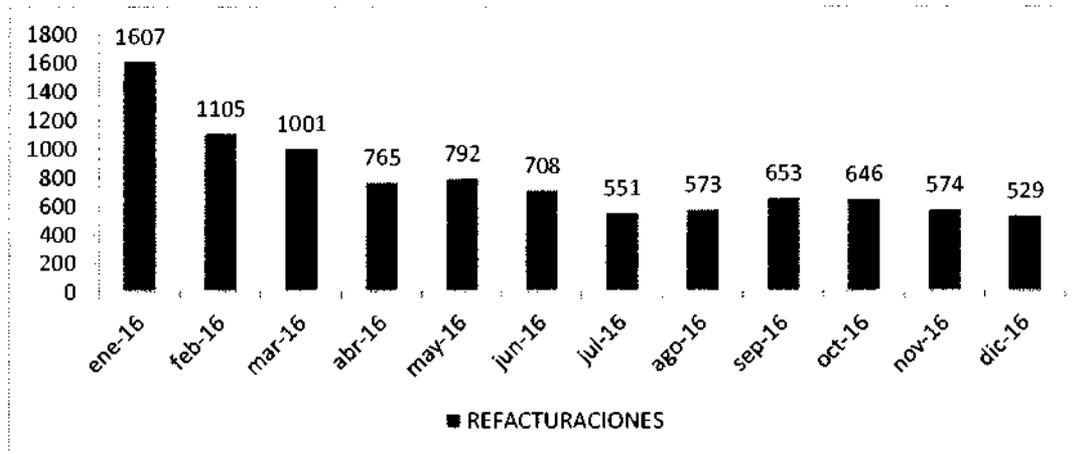


Gráfico 13 Refacturaciones realizadas a diciembre de 2016

1.4.3.4 Atención a clientes

Para garantizar la satisfacción de los consumidores, se atendieron de manera oportuna los reclamos ocasionados por fallas en acometidas y medidores tanto en las zonas urbanas como en las rurales, atendiéndose en un promedio de 81,81% y 95,04% respectivamente, como se presenta en la tabla 15 y Grafico 14.

Tabla 15 Consumidores reconectados después de una interrupción

CONSUMIDORES RECONECTADOS DESPUES DE UNA INTERRUPCION (%)		
MES	URBANO	RURAL
ene-16	77,23	97,33
feb-16	75,14	97,57
mar-16	78,23	100
abr-16	77,83	97,76
may-16	75,46	85,6
jun-16	85,04	92,79
jul-16	87,14	94,15
ago-16	87,25	94,59
sep-16	88,83	94
oct-16	84,88	93,42
nov-16	82,38	93,3
dic-16	82,37	100

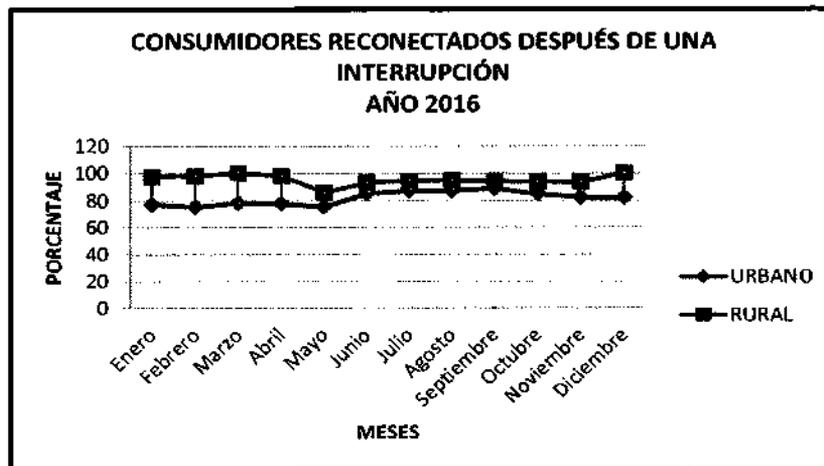


Gráfico 14 Consumidores reconectados por fallas en acometida y medidores

1.4.3.5 Calidad del sistema de alumbrado público

Con la finalidad de cumplir con las regulaciones y mantener un servicio dentro de los límites de calidad, eficiencia y precio justo, la unidad de alumbrado público realiza un continuo mantenimiento y reemplazo de las luminarias que han cumplido su vida útil. En la tabla 16 y gráfico 15 se presenta la gestión realizada por cantón.

Tabla 16 Cronograma de mantenimientos realizado por la unidad de Alumbrado Público.

Mes	Mantenimientos Realizados						
	LATACUNGA	PUJILÍ	SALCEDO	SAQUISILÍ	PANGUA	LA MANA	SIGCHOS
ene-16	236	139	132	75	41	63	45
feb-16	296	169	135	61	39	49	35
mar-16	234	128	126	31	45	46	29
abr-16	286	131	168	62	52	76	45
may-16	243	234	119	69	53	68	24
jun-16	352	172	120	71	48	29	39
jul-16	336	119	119	82	69	38	36
ago-16	366	173	224	53	36	69	36
sep-16	328	128	121	93	39	57	56
oct-16	234	131	123	82	41	61	23
nov-16	239	168	130	69	48	50	31
dic-16	241	118	129	96	48	46	26
Mantenimientos realizados	3391	1810	1646	844	559	652	425
Luminarias intervenidas	3290	1685	1425	892	545	652	364

Fuente: Informe de labores Dirección Técnica

Cantidad de luminarias vs Luminarias intervenidas

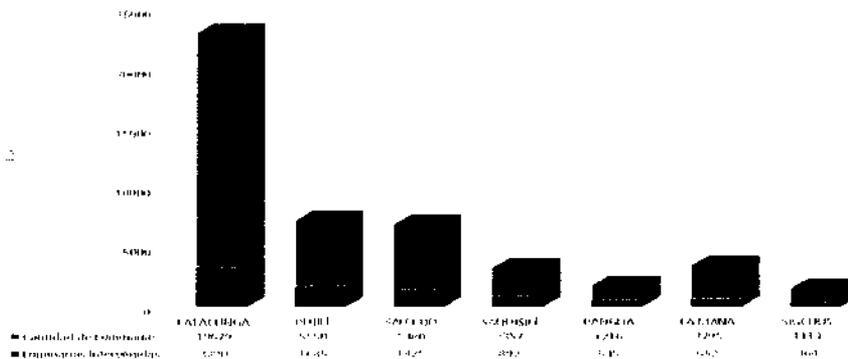


Gráfico 15 Luminarias intervenidas mediante manteniendo preventivo

1.5 INCREMENTAR LA COBERTURA DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL PAÍS

Al mes de diciembre del 2016, se registran un total de 134.735 usuarios regulados facturados lo que representan un incremento del 1,88% con respecto al año 2015, crecimiento que fue posible gracias a la implementación de nuevas obras de electrificación con los programas RSND, BID, AFD, CAF, obras que fueron ejecutadas con la finalidad incrementar el área de cobertura y de mejorar los índices de calidad y servicio facilitando el avance del programa de cocción eficiente.

Cumpliendo con el objetivo estratégico y dentro de los financiamientos antes indicados, se ejecutó planes de electrificación rural a través de los programas FERUM BID II 2014, FERUM BID II 2015, FERUM PGE 2015, AFD y PMD, como también con recursos propios para extensiones de redes de distribución a clientes de bajos recursos económicos.

Es digno de mencionarse el apoyo brindado por la EEQ S.A. que bajo la coordinación del MEER efectuó un préstamo de un millón de dólares para solventar gastos de los programas mencionados cuyos desembolsos estaban retrazados; y que, una vez que se logró la obtención de los recursos, todo el contingente de ELEPCO S.A. se volcó en el desarrollo de los programas BID, CAF, AFD, RSND, obteniéndose el avance indicado y logrando una cobertura del 97,9 %

Servicios eléctricos regulados

En la Tabla 17, se presenta un resumen de los clientes regulados hasta el mes de diciembre del 2016.

Tabla 17 Cantidad de clientes regulados a diciembre 2016

CLIENTES REGULADOS				
TIPO DE SERVICIO	URBANO	RURAL	TOTAL	% Clientes
RESIDENCIAL	14388	13089	27477	20,39%
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	44117	45917	90034	66,82%
COMERCIAL SIN DEMANDA	8268	1887	10155	7,54%
COMERCIAL CON DEMANDA	167	43	210	0,16%
INDUSTRIAL ARTESANAL	2162	2054	4216	3,13%
INDUSTRIAL CON DEMANDA	106	151	257	0,19%
ENTIDADES OFICIALES	207	96	303	0,22%
ASISTENCIA SOCIAL	73	96	169	0,13%
BENEFIC. PUBLICO - CULTO RELIGIOSO	660	997	1657	1,23%
BOMBEO DE AGUA	82	171	253	0,19%
GRANDES CONSUMIDORES DE ELEPCO	1	3	4	0,003%
TOTAL	70231	64504	134735	100,00%

1.6 INCREMENTAR LA EFICIENCIA OPERACIONAL

Pérdidas de Energía

Como antecedente y según informe No. 77 correspondiente a la Estadística de Pérdidas de Energía Eléctrica y Recaudación de los sistemas de distribución, con corte a Julio 2016 elaborado por la ARCONEL para el año móvil agosto 2015 – julio 2016 según el cual textualmente dice :” Dicho informe constituye un medio de verificación del grado de cumplimiento de las acciones que deben realizar las distribuidoras, con recursos provenientes de programas de inversión, y deben ser orientadas a alcanzar la meta establecida por el MEER que para diciembre de 2016 es de 10.97 a nivel nacional”, cuyo resumen se presenta en la tabla 18.

Tabla 18 Desglose de Energía disponible, pérdidas y desvíos respecto a la meta en los sistemas de distribución, a julio de 2016

Empresa	Energía Disponible (GWh)	Pérdidas Técnicas (GWh)	Pérdidas No Técnicas (GWh)	Pérdidas Totales (GWh)	Pérdidas Totales (%)	Pérdidas Técnicas (%)		Pérdidas No Técnicas (%)	
						Meta	Real	Meta	Real
Corporación Nacional de Electricidad									
CNEL Bolívar	56.33	8.44	0.44	0.001	7.46%	7.46%	0.001%	8.50%	1.04%
CNEL El Oro	1,102.19	162.97	102.51	60.46	14.79%	9.30%	5.49%	11.70%	1.67%
CNEL Esmeraldas	577.20	130.50	55.15	75.35	22.81%	9.55%	13.05%	18.25%	4.74%
CNEL Guayaquil	5,638.05	655.34	478.36	176.98	11.62%	8.46%	3.14%	10.55%	1.07%
CNEL Guayas Los Ríos	2,109.84	318.55	244.92	73.63	15.10%	11.61%	3.49%	14.75%	0.15%
CNEL Los Ríos	445.20	89.50	35.40	54.10	20.10%	7.95%	12.15%	17.90%	2.20%
CNEL Manabí	1,665.32	397.88	198.83	199.05	23.89%	11.94%	11.95%	19.50%	1.19%
CNEL Milagro	675.41	117.27	51.26	66.00	17.36%	7.59%	9.77%	16.10%	1.20%
CNEL Sta. Elena	665.25	96.23	56.15	40.08	14.47%	8.44%	0.03%	13.94%	0.51%
CNEL Sto. Domingo	667.74	72.85	65.77	7.07	10.91%	9.78%	1.13%	11.00%	0.09%
CNEL Sucumbios	335.93	51.82	41.10	10.72	15.43%	12.23%	3.19%	15.50%	0.07%
Total CNEL	13,968.54	2,099.33	1,335.40	763.93	15.03%	9.56%	5.47%	13.58%	1.44%
Empresas Eléctricas									
E.E. Ambato	629.82	38.54	37.85	0.70	6.02%	5.92%	0.11%	6.50%	0.48%
E.E. Azuay	108.28	4.70	4.26	0.42	4.34%	3.95%	0.39%	4.39%	0.05%
E.E. Centro Sur	1,073.97	73.50	64.97	8.53	6.84%	6.05%	0.79%	7.00%	0.16%
E.E. Cotopaxi	623.29	43.78	13.58	30.21	6.37%	2.50%	3.77%	6.00%	2.17%
E.E. Galápagos	52.98	4.55	3.68	0.87	8.60%	4.66%	1.64%	7.00%	1.40%
E.E. Norte	516.72	53.24	36.34	16.91	9.24%	6.31%	2.43%	8.90%	0.54%
E.E. Orito	4,084.60	250.66	218.04	32.62	5.72%	4.97%	0.74%	5.77%	0.05%
E.E. Riobamba	571.73	41.41	30.53	10.88	7.14%	8.21%	2.93%	9.60%	2.54%
E.E. Sur	353.30	37.47	32.29	5.17	10.60%	9.14%	1.46%	9.00%	1.60%
Total Empresas	12,271.11	1,776.05	1,176.05	600.00	12.56%	7.60%	4.96%	14.00%	4.40%

En la tabla 18 se puede ver que en todas las ED las pérdidas técnicas están entre 50 veces en la EEASA y 2 veces en la EMELNORTE mayores que las pérdidas no técnicas.

En ELEPCO S.A. la relación es inversa: las pérdidas no técnicas son 2.23 veces mayores que las técnicas, siendo nuestras pérdidas técnicas las más bajas de todas las EDs a nivel nacional para el 2016, lo cual evidencia el total cumplimiento de los objetivos planteados por la ARCONEL mencionados anteriormente.

Este alto índice de pérdidas no técnicas, descartando el hurto de energía que se lo ha disminuido considerablemente al usar el sistema pre ensamblado, se deben a errores de comercialización, que se los ha identificado en:

- *Falta de lecturas*, prácticamente desde el año 2013 no se ha contado con el 100 % de esta actividad, lo cual conlleva a que aproximadamente un 30 % de clientes consumía energía que no se la recaudaba; acrecentándose el inconveniente desde diciembre de 2014 en que terminó el contrato de toma de lecturas aumentando este error en al menos un 20 % adicional.
- *Consumos promedio o cero*, a partir de enero 2015 al no contarse con esta actividad se optó por considerar promedios o simplemente pasar con cero los datos de consumo.
- *Varios* que corresponden a errores en la transcripción de datos de campo al sistema de facturación y al sistema de cómputo.

Circunstancias éstas que dolorosamente debieron ser transparentadas y presentadas en el informe para directorio de junio 2016 con un índice de pérdidas del 12.5 % a diciembre de 2015.

La toma de lecturas a partir de octubre del 2015, y con todos los problemas que ha acarreado asumir esta decisión, se ha logrado disminuir este índice a valores reales del 8.15%, y el valor de pérdidas año móvil de 9,67 %, como puede apreciarse en las tablas 19, 20, 21 y gráfico 16.

Tabla 19 Pérdidas de Energía mensuales

MES	ENERGIA DISPONIBLE (kWh)	ENERGIA FACTURADA (kWh)	ENERGIA PERDIDA (kWh)	PERDIDA DE ENERGÍA POR MES (%)
ene-16	37.935.244,00	33.592.513,00	4.342.731,00	11,45
feb-16	35.525.940,00	33.955.928,00	1.570.012,00	4,42
mar-16	38.004.399,00	34.114.219,00	3.890.180,00	10,24
abr-16	37.792.586,00	34.937.315,00	2.855.271,00	7,56
may-16	38.084.181,00	33.428.416,00	4.655.765,00	12,22
jun-16	38.433.925,00	34.887.364,00	3.546.561,00	9,23
jul-16	40.695.272,00	36.365.259,00	4.330.013,00	10,64
ago-16	41.313.835,00	37.249.411,00	4.064.424,00	9,84
sep-16	40.396.588,00	37.473.267,00	2.923.321,00	7,24
oct-16	42.751.953,00	37.885.264,00	4.866.689,00	11,38
nov-16	41.933.817,42	38.514.647,00	3.419.170,42	8,15
dic-16	40.799.509,97	35.457.401,00	5.342.108,97	13,09
Año Móvil	473.667.250,39	427.861.004,00	45.806.246,39	9,67

Tabla 20 Pérdidas de Energía año móvil

MES	ENERGIA DISPONIBLE (kWh)	ENERGIA FACTURADA (kWh)	ENERGIA PERDIDA (kWh)	PERDIDA DE ENERGÍA AÑO MÓVIL (%)
ene-16	484.140.981,13	440.729.718,00	43.411.263,13	8,97
feb-16	480.829.822,00	437.860.934,00	42.968.888,00	8,94
mar-16	475.473.034,81	431.958.179,00	43.514.855,81	9,15
abr-16	471.744.398,89	428.376.102,00	43.368.296,89	9,19
may-16	466.254.471,55	423.121.582,00	43.132.889,55	9,25
jun-16	463.345.888,83	420.180.819,00	43.165.069,83	9,32
jul-16	459.812.975,83	416.029.835,00	43.783.140,83	9,52
ago-16	468.453.365,33	424.706.090,00	43.747.275,33	9,34
sep-16	476.133.759,46	430.637.614,00	45.496.145,46	9,56
oct-16	474.739.667,30	428.966.435,00	45.773.232,30	9,64
nov-16	475.107.759,83	428.769.963,00	46.337.796,83	9,75
dic-16	473.667.250,39	427.861.004,00	45.806.246,39	9,67

Tabla 21 Pérdidas de Energía mensuales y año móvil

MES	PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR MES (%)	PÉRDIDAS DE ENERGÍA AÑO MÓVIL (%)
ene-16	11,45	8,97
feb-16	4,42	8,94
mar-16	10,24	9,15
abr-16	7,56	9,19
may-16	12,22	9,25
jun-16	9,23	9,32
jul-16	10,64	9,52
ago-16	9,84	9,34
sep-16	7,24	9,56
oct-16	11,38	9,64
nov-16	8,15	9,75
dic-16	13,09	9,67

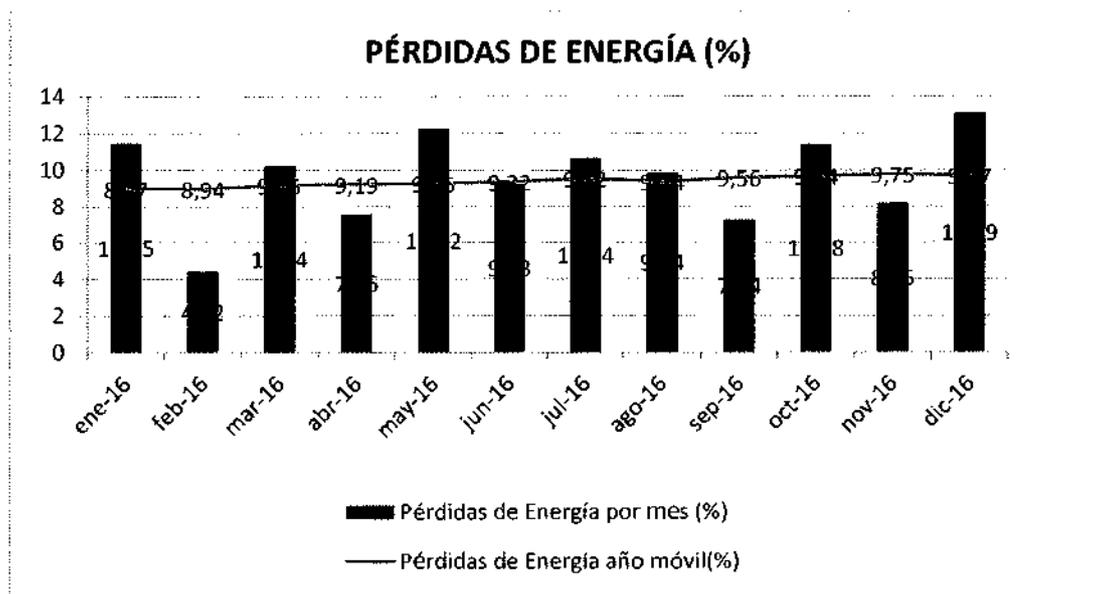


Gráfico 16 Pérdidas de Energía mensual y año móvil - 2016

Plan Cocción Eficiente PEC

Con el fin de cumplir con la política de estado y avanzar con el programa de cocción eficiente se han instalado cocinas de inducción, circuitos express y se han cambiado medidores de 110 V a 220 V y hasta diciembre del 2016 se presentan los resultados siguientes:

Tabla 22 Plan cocción eficiente

Descripción	2014	2015	2016	TOTAL
Cocinas de Inducción	210	2232	1373	3815
Instalación circuitos express		2436	1217	3653
Cambio de medidores a 220		3334	759	4093

Además de la cantidad de medidores cambiados a 220 V que se indican en la tabla, se han cambiado adicionalmente medidores con ayuda de los proyectos ejecutados con los planes de inversión internacionales BID, CAF y AFD.

1.7 INCREMENTAR EL USO EFICIENTE DEL PRESUPUESTO

Presupuesto General de la Institución

Para el normal desenvolvimiento de la Empresa, y con el fin de cumplir las actividades y los objetivos planteados para el año 2016, ELEPCO S.A., contó con un Presupuesto General, conocido y aprobado por el Directorio y Junta General de Accionistas durante este ejercicio económico, por la suma total de \$ 80'640.998,03, que incluyó los Ingresos Totales por \$ 46'261.640,00 y el Presupuesto de Inversiones por \$ 34'379.358,03.

Tabla 23 Presupuesto General de la Institución

PRESUPUESTO TOTAL ELEPCOSA	ASIGNADO (USD)	EJECUTADO (USD)	EJECUTADO (%)
INGRESOS	46.261.640,00		
GASTOS	45.998.380,00	39.201.948,12	85,22
INVERSIONES	34.379.358,03	10.854.522,00	31,60
TOTAL PRESUPUESTO AÑO 2016	80.640.998,03	50.056.470,12	62,07

Ejecutado Total

Durante el ejercicio económico 2016, el valor ejecutado al final del período asciende a la suma de \$50'056.470,12 que corresponde a un 62,07% del total del Presupuesto General Total aprobado.

Ejecutado Gasto

Durante el ejercicio económico 2016, se presenta una asignación de Gastos Totales de Operación de \$ 39'201.948,12 al finalizar el año 2016, que representa el 85,22 % del valor asignado.

Ejecutado Inversión

Para inversiones, el Directorio y Junta de Accionistas aprobó el valor final de \$ 34'379.358,00 para la ejecución de proyectos durante el año 2016, del total presupuestado para Inversiones se ejecutó \$10'864.522.00 que representa el 31,60 % del total asignado, pues no se contó con las acreditaciones oportunas de los fondos correspondientes.

Tabla 24 Programa de inversión por etapas funcionales

PROGRAMA DE INVERSION	REFORMA DE INVERSION ANUAL (USD)	VALOR ECONOMICO EJECUTADO (USD)	PORCENTAJE DE EJECUCIÓN (%)
GENERACION	1.439.098	-	-
SUBTRANSMISION	2.029.211	848.902	41,83
DISTRIBUCION	21.980.493	6.219.727	28,3
ALUMBRADO PUBLICO EN GENERAL	1.854.196	466.049	25,13
COMERCIALIZACION	3.562.106	2.895.316	81,28
INVERSIONES GENERALES	3.514.255	434.529	12,36
TOTAL INVERSIONES AÑO 2016	34.379.358	10.864.522	31,60

Durante la gestión del 2016 se realizaron procesos para la ejecución de proyectos, compra de bienes y otros, comprometiéndose el valor de \$ 11'253.233, 00 de los cuales se ejecutó el valor de \$ 10'864.522,00 que representa el 96,55 % del total comprometido como se indica a continuación por etapas funcionales.

Tabla 25 Programa de inversión comprometido por etapas funcionales

PROGRAMA DE INVERSION	VALOR ECONOMICO COMPROMETIDO (USD)	VALOR ECONOMICO EJECUTADO (USD)	PORCENTAJE DE EJECUCIÓN (%)
GENERACION	-	-	-
SUBTRANSMISION	848.962	848.902	99,99
DISTRIBUCION	6.589.202	6.219.727	94,39
ALUMBRADO PUBLICO EN GENERAL	466.049	466.049	100
COMERCIALIZACION	2.895.316	2.895.316	100
INVERSIONES GENERALES	453.704	434.529	95,77
TOTAL INVERSIONES AÑO 2016	11.253.233	10.864.522	96,55

1.8 INCREMENTAR EL DESARROLLO DEL TALENTO HUMANO

Preocupación constante de la Empresa es incrementar el desarrollo del talento humano, capital importante y primordial para cumplir con todas las metas y objetivos institucionales; implementándose un plan de mejoramiento de desarrollo del talento humano a través de cursos de capacitación que cubran todos los ámbitos directivos y operativos.

Capacitación

Con la finalidad de capacitar a su personal la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi en el 2016 se ejecutó el 75 % de las capacitaciones programadas en el año 2016, cumpliendo con 29 eventos de capacitación, que benefician a 90% de trabajadores, y con un promedio

de capacitación de 15 horas por persona, en las distintas áreas de la Empresa, privilegiando la capacitación técnica y procedimientos para la contratación pública.

Tabla 26 Programa de capacitación

MES	CANTIDAD CURSOS	CANTIDAD DIAS CAPACITACION	CANTIDAD HORAS CAPACITACION POR CURSO	CANTIDAD DE ASISTENTES	CANTIDAD HORAS DE CAPACITACION	CANTIDAD PERSONAS QUE NO ASISTIERON
ene-16	3	8	30	144	4320	38
feb-16					0	
mar-16	4	6	10	28	280	13
abr-16	2	3	2	87	174	
may-16	3	11	30	45	1350	3
jun-16	3	3	15	34	510	8
jul-16	2	4	5	76	380	6
ago-16	1	3	30	23	690	
sep-16	3	4	4	126	504	107
oct-16	2	4	7	52	364	
nov-16	2	7	35	33	1155	7
dic-16	4	7	17	105	1785	
TOTAL	29	60	185	753	11512	182

2. RESUMEN DE RESULTADOS

INDICADOR	META 2016	RESULTADOS dic-16
Frecuencia media de interrupción FMik	< 4	6,9
Tiempo Total de interrupción TTIk	< 4,6	5
Medición dentro del límite de voltaje	>95%	98%
Refacturaciones de facturaciones emitidas	< 1%	0,39%
Recaudación	> 98%	107,65%
Error en la facturación PEF	< 1%	0,61%
Pérdidas totales de energía	< 6%	9,67%

3. DATOS RELEVANTES

DESCRIPCIÓN	CIFRAS
Población electrificada	375.847,0
Grado de electrificación	97,9
Total servicios eléctricos dic-16	134.735,0
Facturación anual - balance de energía [MWh]	427.861,00
Facturación anual total, Incluye terceros[USD]	48.817.093,08
Facturación anual por venta de energía [USD]	43.886.696,81
Generación propia [MWh]	57.221,37
Generación Propia Representa el 12,08 % de la Demanda de Energía de ELEPCOSA	

4. PROYECTOS RELEVANTES

a. Soterramiento de redes de distribución

Se concluyó el proyecto de soterramiento así como la iluminación con tecnología LED de la avenida principal 19 de Mayo en la ciudad de la Maná en una longitud de 2,5 Km, con un costo asignado de \$ 1'191.735,45, financiado con recursos BID II.

b. Plan de Contingencia

Adquisición de Equipos

ELEPCO S.A en cumplimiento del plan de contingencia, el mismo que ha sido coordinado con el MEER, con el fin de mitigar los daños que puede causar la posible erupción del volcán Cotopaxi, realizo los procesos de adquisición de:

- Una subestaciones móvil de 16 a 20 MVA, 69/13.8 kV.(\$851.750,00)
- Un vehículo para el lavado de aisladores con voltaje en redes energizadas (\$306.943,45)
- Una central térmica de 1,2 MVA (\$ 663.000,00)

Construcción de redes

Con recursos BID II, se realizó la construcción de proyectos enlaces trifásicos y monofásicos de varios alimentadores troncales de distribución, para abastecer a sectores desde subestaciones que no están en zonas de riesgo. (\$ 398.158,59)

Se adjudicó la construcción de la línea de subtransmisión de 69kV Panzaleo – Pujilí, la misma que está en etapa de construcción. (\$ 1'574.528,37)

c. Proyecto SIGDE

Para mejorar el sistema de gestión técnica, comercial y administrativa se dispone del Sistema de Información Geográfico GIS (SIGDE), este sistema permite contar con la georeferenciación de toda la infraestructura de la red de distribución de energía eléctrica, es la información base para el Sistema de Gestión de Distribución Avanzada ADMS. mejorar el desempeño en la parte, comercial y administrativa de la Empresa.

ELEPCO S.A. implemento el proyecto SCADA/OMS-MWM/DMS NACIONAL, el mismo que ha sido culminado pasando a ser una más de las empresas que dispone de los sistemas SCADA y ADMS, que permitirá mejorar la parte de automatización, adquisición de datos y control del sistema de subtransmisión y distribución.

El uso de herramientas informáticas como el Sistema de Información Geográfico SIG, la implementación del sistema SCADA, el sistema ADMS, el Sistema para Análisis Técnico SAT, por parte de las áreas, Atención al Cliente, Abonados, Centro de Control, Ingeniería y Construcción, Operación y Mantenimiento, permiten mejorar el desempeño en la parte,

comercial y administrativa de la Empresa así como la calidad del servicio de energía eléctrica.

d. Repotenciación

Se está repotenciando la subestación Pujilí de 10/12 MVA, por un costo \$ 919.805,91 y permitirá suministrar de energía a una parte de la ciudad de Pujilí y a una gran parte de la carga de Latacunga que está siendo abastecida por la subestación San Rafael que está en zona de riesgo.

5. MEDIDAS PARA MEJORAR INDICES

- El índice de pérdidas del 9,67 % año móvil a diciembre de 2016 se lo propone reducir con la realización de las siguientes actividades:
- Mejorar el mecanismo de facturación contratando una compañía de toma de lecturas con responsabilidad suficiente para efectuar un buen trabajo con una fiscalización y administración consciente y responsable
- Reestructurar la operatividad de la dirección comercial con funcionarios y trabajadores conscientes que efectúen sus actividades con el objetivo de engrandecer a la empresa y no entorpecer las pocas funciones proactivas que existen en ella
- Solicitar al directorio una posible condonación de deuda por intereses del sector industrial y florícola cuya demanda constituye aproximadamente el 35,17 % de la energía disponible y que por efectos del riesgo volcánico se vieron obligados a suspender sus actividades con el consiguiente retraso en sus planillas de consumo, y **cuyo decremento en su consumo implicó el incremento de nuestro índice de pérdidas.**
- Sanear cartera vencida con procesos de coactiva mediante la contratación de profesionales externos
- Contratar elaboración de catastro actualizado que permitirá depuración de clientes y cuentas inexistentes que implican errores en la actividad de toma de lecturas.
- Contratar reubicación de 5000 medidores ubicados al interior de domicilio que acarrea a errores en la toma de lecturas.
- Elaborar convenio de pago con PANAVIAL por consumo de energía por alumbrado público intervenido de la carretera E35 que mensualmente consume 280.000 kWh que permite la reducción de 0.8 % de pérdidas, pues en la actualidad no se está facturando.

- Concretar la creación de la Dirección o unidad de Alumbrado Público que efectúe el seguimiento pormenorizado y continuo de los sistemas de alumbrado público ornamental e intervenido de parques, plazas y avenidas cuyo registro energético no se lo ha estado efectuando.
- Efectuar el censo de luminarias para tener un dato exacto de este parámetro influyente en el índice de pérdidas.
- Fomentar el uso de la cocción eficiente con la aplicación correcta del procedimiento del incentivo tarifario.
- Contratar únicamente el personal estrictamente necesario.

6. CONCLUSIONES

El número de clientes que se esperaba tener a diciembre del año 2016, considerando una tasa de crecimiento del 3,1 % del año 2014 al 2015, no se mantuvo, obteniéndose un incremento solo del 1,88 %, esto puede atribuirse al evento del volcán Cotopaxi, que ocasionó que muchas familias decidieron migrar a otras provincias.

Los índices de calidad de servicio técnico TTIK y FMIK determinados por interrupciones de origen interno, se ven afectados cuando hay interrupciones de origen externo, ya que la carga que se deja de abastecer es considerable cuando se suscita una interrupción a nivel del transmisor, incrementándose a diciembre el índice TTIK de 2,706 (Interno) a 5,002 (Total) y el índice FMIK de 3,63 (Interno) a 6,99 (Total), este incremento en los indicadores es producto de las interrupciones producidas a nivel del transmisor como se puede observar en la tabla 8.

La demanda de energía para el año 2016 sufrió un decremento, por lo que se tuvo que comprar menos energía al MEM, esto se puede observar en el gráfico 3 y tabla 3 Demanda de energía suministrada por el MEM, esto también puede atribuirse a que los grandes consumidores disminuyeron el consumo de energía.



Ing. Miguel Lucio Castro
PRESIDENTE EJECUTIVO.

MLJ. Esparza

