



Memorando Nro. DIPLA-2017-0272

Cuenca, 19 de junio de 2017

PARA: Mg. Francisco Javier Carrasco Astudillo
Presidente Ejecutivo

ASUNTO: Informe de Gestión de la Administración correspondiente al año 2016.

De mi consideración:

Adjunto se servirá encontrar el informe de la administración correspondiente al año 2016, el cual contiene un resumen de las principales actividades, los logros y las cifras alcanzadas durante dicho periodo.

En espera de sus sugerencias y comentarios, suscribo.

Atentamente,


Mgs. Heriberto Amadeo Ibarra Alvarez
DIRECTOR DE PLANIFICACIÓN

Anexo:
- Informe Administración Año 2016.pdf

we

CENTROSUR	
PRESIDENCIA EJECUTIVA	
Recibido	19 JUN 2017
Por:	SG
1	3
2	4
3	5
4	6
5	7
6	8
7	9
8	10
9	11
10	12
11	13
12	14
13	15
14	16
15	17
16	18
17	19
18	20
19	21
20	22
21	23
22	24
23	25
24	26
25	27
26	28
27	29
28	30
29	31
30	32
31	33
32	34
33	35
34	36
35	37
36	38
37	39
38	40
39	41
40	42
41	43
42	44
43	45
44	46
45	47
46	48
47	49
48	50
49	51
50	52
51	53
52	54
53	55
54	56
55	57
56	58
57	59
58	60
59	61
60	62
61	63
62	64
63	65
64	66
65	67
66	68
67	69
68	70
69	71
70	72
71	73
72	74
73	75
74	76
75	77
76	78
77	79
78	80
79	81
80	82
81	83
82	84
83	85
84	86
85	87
86	88
87	89
88	90
89	91
90	92
91	93
92	94
93	95
94	96
95	97
96	98
97	99
98	100
99	101
100	102
101	103
102	104
103	105
104	106
105	107
106	108
107	109
108	110
109	111
110	112
111	113
112	114
113	115
114	116
115	117
116	118
117	119
118	120
119	121
120	122
121	123
122	124
123	125
124	126
125	127
126	128
127	129
128	130
129	131
130	132
131	133
132	134
133	135
134	136
135	137
136	138
137	139
138	140
139	141
140	142
141	143
142	144
143	145
144	146
145	147
146	148
147	149
148	150
149	151
150	152
151	153
152	154
153	155
154	156
155	157
156	158
157	159
158	160
159	161
160	162
161	163
162	164
163	165
164	166
165	167
166	168
167	169
168	170
169	171
170	172
171	173
172	174
173	175
174	176
175	177
176	178
177	179
178	180
179	181
180	182
181	183
182	184
183	185
184	186
185	187
186	188
187	189
188	190
189	191
190	192
191	193
192	194
193	195
194	196
195	197
196	198
197	199
198	200
199	201
200	202
201	203
202	204
203	205
204	206
205	207
206	208
207	209
208	210
209	211
210	212
211	213
212	214
213	215
214	216
215	217
216	218
217	219
218	220
219	221
220	222
221	223
222	224
223	225
224	226
225	227
226	228
227	229
228	230
229	231
230	232
231	233
232	234
233	235
234	236
235	237
236	238
237	239
238	240
239	241
240	242
241	243
242	244
243	245
244	246
245	247
246	248
247	249
248	250
249	251
250	252
251	253
252	254
253	255
254	256
255	257
256	258
257	259
258	260
259	261
260	262
261	263
262	264
263	265
264	266
265	267
266	268
267	269
268	270
269	271
270	272
271	273
272	274
273	275
274	276
275	277
276	278
277	279
278	280
279	281
280	282
281	283
282	284
283	285
284	286
285	287
286	288
287	289
288	290
289	291
290	292
291	293
292	294
293	295
294	296
295	297
296	298
297	299
298	300
299	301
300	302
301	303
302	304
303	305
304	306
305	307
306	308
307	309
308	310
309	311
310	312
311	313
312	314
313	315
314	316
315	317
316	318
317	319
318	320
319	321
320	322
321	323
322	324
323	325
324	326
325	327
326	328
327	329
328	330
329	331
330	332
331	333
332	334
333	335
334	336
335	337
336	338
337	339
338	340
339	341
340	342
341	343
342	344
343	345
344	346
345	347
346	348
347	349
348	350
349	351
350	352
351	353
352	354
353	355
354	356
355	357
356	358
357	359
358	360
359	361
360	362
361	363
362	364
363	365
364	366
365	367
366	368
367	369
368	370
369	371
370	372
371	373
372	374
373	375
374	376
375	377
376	378
377	379
378	380
379	381
380	382
381	383
382	384
383	385
384	386
385	387
386	388
387	389
388	390
389	391
390	392
391	393
392	394
393	395
394	396
395	397
396	398
397	399
398	400
399	401
400	402
401	403
402	404
403	405
404	406
405	407
406	408
407	409
408	410
409	411
410	412
411	413
412	414
413	415
414	416
415	417
416	418
417	419
418	420
419	421
420	422
421	423
422	424
423	425
424	426
425	427
426	428
427	429
428	430
429	431
430	432
431	433
432	434
433	435
434	436
435	437
436	438
437	439
438	440
439	441
440	442
441	443
442	444
443	445
444	446
445	447
446	448
447	449
448	450
449	451
450	452
451	453
452	454
453	455
454	456
455	457
456	458
457	459
458	460
459	461
460	462
461	463
462	464
463	465
464	466
465	467
466	468
467	469
468	470
469	471
470	472
471	473
472	474
473	475
474	476
475	477
476	478
477	479
478	480
479	481
480	482
481	483
482	484
483	485
484	486
485	487
486	488
487	489
488	490
489	491
490	492
491	493
492	494
493	495
494	496
495	497
496	498
497	499
498	500
499	501
500	502
501	503
502	504
503	505
504	506
505	507
506	508
507	509
508	510
509	511
510	512
511	513
512	514
513	515
514	516
515	517
516	518
517	519
518	520
519	521
520	522
521	523
522	524
523	525
524	526
525	527
526	528
527	529
528	530
529	531
530	532
531	533
532	534
533	535
534	536
535	537
536	538
537	539
538	540
539	541
540	542
541	543
542	544
543	545
544	546
545	547
546	548
547	549
548	550
549	551
550	552
551	553
552	554
553	555
554	556
555	557
556	558
557	559
558	560
559	561
560	562
561	563
562	564
563	565
564	566
565	567
566	568
567	569
568	570
569	571
570	572
571	573
572	574
573	575
574	576
575	577
576	578
577	579
578	580
579	581
580	582
581	583
582	584
583	585
584	586
585	587
586	588
587	589
588	590
589	591
590	592
591	593
592	594</

INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2016



INDICE

	Página
INTRODUCCIÓN	6
CAPÍTULO 1. CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA	
1.1. INTEGRACIÓN DEL CAPITAL	9
1.2. INTEGRACIÓN DE LOS ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA	10
1.2.1. Junta General de Accionistas	10
1.2.2. Directorio	10
1.2.3. Ejecutivos	10
CAPÍTULO 2. PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS	
2.1. PLANEACIÓN ESTRATÉGICA	13
2.2. SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD	13
2.2.1. Manual de Procesos y Procedimientos	13
2.2.2. Sistema de Gestión de Calidad	13
2.3. GESTIÓN AMBIENTAL	13
2.3.1. Sistema de Gestión Ambiental	13
2.3.2. Plan de Manejo Ambiental	14
2.3.3. Responsabilidad Social Empresarial	14
2.4. GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN	14
2.4.1. Proyectos de Distribución	15
2.4.2. Costos de Calidad	15
2.4.3. Sistemas Fotovoltaicos - SFV	16
2.4.4. Mejoras en el Sistema de Subtransmisión	16
2.4.5. Alumbrado Público	16
2.5. GESTIÓN COMERCIAL	17
2.5.1. Atención al Cliente	17
2.5.2. Centro de Contacto	18
2.5.3. Plan RENOVA	18
2.5.4. Actualización de Datos de Clientes	18
2.5.5. Recuperación de Pérdidas Comerciales	18
2.5.6. Puntos de Recaudación de Valores	18
2.5.7. Gestión de Cartera	18
2.5.8. Lectura y Facturación	19
2.5.9. Unidad PEC	19

Q. P. S.

2.6. GESTIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA	19
2.6.1. Administración de Bienes	19
2.6.2. Unidad de Contratación Pública.....	20
2.7. TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACION	20
2.7.1. Proyecto SIGDE	20
2.7.2. Proyecto CISNERGIA	21
2.7.3. Desarrollo de Sistemas	21
2.7.4. Infraestructura de Tecnología de Información y Comunicación	21
2.8. ASESORÍA JURÍDICA	21
CAPÍTULO 3. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	
3.1. COMPRA DE ENERGÍA	23
3.1.1. Contratos a Término	23
3.1.2. Resumen Energético	23
3.1.3. Costos de Compra de Energía	25
3.2. CLIENTES NO REGULADOS	26
3.2.1. Servicio de Peajes de Distribución	26
3.2.2. Facturación de Cargos Adicionales	26
CAPÍTULO 4. EL MERCADO REGULADO	
4.1. CLIENTES	28
4.2. ENERGÍA CONSUMIDA	29
4.3. FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA	30
4.4. SUBSIDIOS E INCENTIVO PEC	32
4.5. DEUDA DE LOS CLIENTES	33
CAPÍTULO 5. EL SISTEMA ELÉCTRICO	
5.1. ÁREA DE CONCESIÓN	35
5.2. DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE	36
5.3. BALANCE ENERGÉTICO	36
5.4. COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA	37
5.5. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	37
5.5.1. Sistema de Distribución	37
5.5.2. Subtransmisión	39
5.6. CENTROSUR A NIVEL NACIONAL	40
5.7. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	42
5.7.1. Calidad del Producto	42
5.7.2. Calidad del Servicio Técnico a Nivel de Cabecera de Alimentador	42

Handwritten signature

CAPÍTULO 6. SITUACIÓN ECONÓMICA - FINANCIERA

6.1. INGRESOS	45
6.2. COSTOS Y GASTOS	46
6.3. RESULTADOS DEL PERÍODO	48
6.4. EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DE INGRESOS Y GASTOS	49
6.5. BALANCE CONDENSADO	49
6.5.1. Activo	49
6.5.2. Activo Corriente	49
6.5.3. Activo no Corriente	50
6.5.4. Pasivo y Patrimonio	50
6.6. LIQUIDACIÓN DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES	50
6.7. INDICADORES FINANCIEROS	51

CAPÍTULO 7. RECURSOS HUMANOS

7.1. NÚMERO DE TRABAJADORES	54
7.2. SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO	55
7.3. CAPACITACIÓN	56
7.4. SALUD OCUPACIONAL Y BIENESTAR SOCIAL	56

CAPÍTULO 8. SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

8.1. OBJETIVO INSTITUCIONAL	59
8.2. SATISFACCIÓN DEL CLIENTE EXTERNO	59
8.3. SATISFACCIÓN DEL CLIENTE INTERNO	59
8.4. PRODUCTIVIDAD Y CALIDAD	60
8.5. CONTROL DEL GASTO	61
8.6. LIDERAZGO	61

CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1. CONCLUSIONES	63
9.2. RECOMENDACIONES	65

Handwritten signatures and initials.



INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2016

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

En cumplimiento de lo establecido en el artículo N° 263, numeral cuatro, de la Ley de Compañías, la Administración de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A. (CENTROSUR) pone a consideración de los señores Miembros del Directorio y con sus recomendaciones, a la Junta General de Accionistas, el informe de resultados y las principales actividades realizadas durante el ejercicio económico del período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2016.

Es importante señalar algunos aspectos relevantes del marco legal que regula el sector eléctrico ecuatoriano:

- La energía producida por cada una de las centrales de generación es repartida a las distribuidoras, de manera proporcional a sus requerimientos, a través de Contratos Regulados de compra-venta. Este mecanismo tiene el objetivo de lograr que el costo de la energía sea el mismo para todas las distribuidoras.
- De acuerdo al Artículo 53 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, "La inversión requerida para ejecutar los proyectos de generación, transmisión y de distribución del PME por parte de las entidades y empresas públicas, será realizada con cargo al Presupuesto General del Estado y/o a través de recursos propios".
- El pliego tarifario, que se aplica al consumidor final, está concebido con el principio de tarifa única para cada tipo de consumo.
- La Resolución ARCONEL N° 064/12 eliminó el concepto de Fondo de Reposición, definió los Costos de Calidad y estableció nuevas pautas para el estudio de costos del servicio eléctrico.
- La Regulación ARCONEL N° 005/14, Prestación del Servicio de Alumbrado Público General, establece las condiciones técnicas, económicas y financieras que las distribuidoras deben cumplir para brindar un servicio de alumbrado público general, con calidad, eficiencia y precio justo.
- La Resolución ARCONEL N° 058/14 incluyó en el pliego la Tarifa Residencial para el Programa PEC, que se aplica desde agosto de 2014.

En el marco del uso eficiente de la energía y el cambio de la matriz energética, en el año 2016 se ha concentrado los esfuerzos para reforzar la red de distribución, cambiar los medidores monofásicos con sus correspondientes acometidas por medidores bifásicos, con el objetivo de brindar las condiciones necesarias para que los clientes residenciales puedan acceder al programa de cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad, en sustitución del GLP (PEC). Además, se continuó con el programa RENOVA, mediante el cual se reemplaza las refrigeradoras que tiene más de diez años de uso por equipos modernos y más eficientes.

El desarrollo de la tecnología, la tendencia a adoptar procesos estandarizados y estructuras empresariales más eficientes, impone a la Empresa una dinámica de renovación y adaptación a las nuevas realidades, razón por la cual ha participado activa y decididamente en el desarrollo del programa SIGDE, que lleva adelante el Ministerio de



Electricidad y Energía Renovable, fruto de lo cual se cuenta con el nuevo sistema SCADA/OMS/DMS y, desde octubre, el sistema comercial unificado.

Otro aspecto, que ha recibido especial atención, es la calidad técnica del servicio que se brinda a los usuarios, así como la atención al cliente.

Con el objetivo de contar con un procedimiento que permita, de manera sistematizada, elaborar el plan de expansión del sistema de distribución, en los horizontes de tiempo: corto, mediano y largo plazo, se realizó un estudio con el soporte de una empresa consultora internacional, quien proporcionó la asistencia para la definición de criterios y directrices de planificación del sistema de distribución, definición de procedimientos metodológicos prácticos y la asesoría técnica en los estudios de sustento.

El costo medio de compra de la energía se redujo en un 5,8 %, en relación con el año 2015, al pasar de 5,34 ¢/kWh a 5,03 ¢/kWh.

El ejercicio económico da como resultado un superávit de \$ 1.994.898.

En este año, prácticamente no existió déficit tarifario, ya que únicamente se registró un valor de \$ 38.143, en el mes de enero.

En consideración a lo que establece el numeral 1.7 del artículo N° 1 del "Reglamento para presentación de los Informes Anuales de los Administradores a las Juntas Generales", esta Administración declara que durante el año 2016 la Empresa ha dado estricto cumplimiento a las normas sobre propiedad intelectual y derechos de autor, en el desarrollo de sus diversas actividades.

Es importante resaltar que el esfuerzo mancomunado y planificado de Accionistas, Miembros del Directorio, Servidores y Trabajadores, ha permitido desarrollar una gestión en beneficio de la comunidad a la cual se debe esta Empresa.



INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2016

CAPÍTULO 1

CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA

CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA

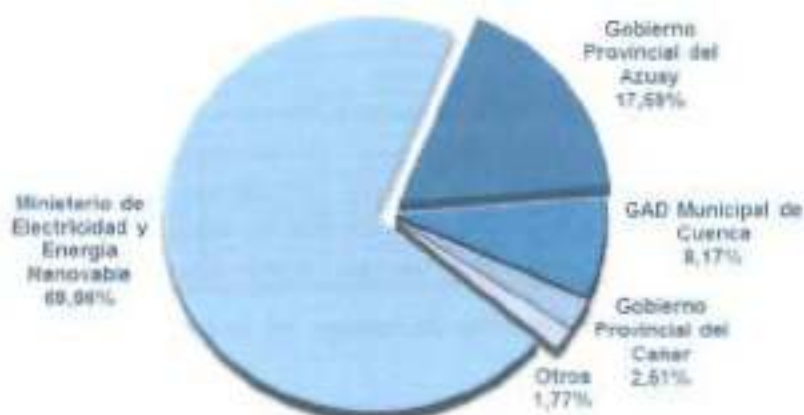
1.1. INTEGRACIÓN DEL CAPITAL

La Junta General de Accionistas N° 233, mediante resolución N° 233-705, adoptada el 30 de octubre de 2010, incrementó el capital suscrito en \$ 2.839.071. La escritura pública de aumento de capital y reforma del Estatuto de la Compañía, como consecuencia de tal acto societario, se otorgó ante el Notario Segundo del Cantón Cuenca, Dr. Rubén Vintimilla B., el 30 de noviembre de 2010; y la respectiva inscripción, en el Registro Mercantil, se realizó el día 27 de diciembre de 2010, con el N° 842.

El 9 de abril de 2012 se registró en el Libro de Acciones y Accionistas la cesión y transferencia de 1.336.037 acciones, que la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo – SENPLADES – tenía en la Empresa, a favor del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, como consecuencia de lo cual el capital quedó integrado de acuerdo al cuadro N° 1.1.

Cuadro N° 1.1 – Integración del capital

Accionista	Capital Suscrito y Pagado [\$]	%
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	108.228.171	69,96%
Gobierno Provincial del Azuay	27.221.090	17,59%
GAD Municipal de Cuenca	12.632.784	8,17%
Gobierno Provincial del Cañar	3.885.866	2,51%
Gobierno Provincial de Morona Santiago	1.272.305	0,82%
GAD Municipal de Sigüig	449.525	0,29%
GAD Municipal de Morona	463.598	0,30%
GAD Municipal de Santa Isabel	348.524	0,23%
GAD Municipal de Bibiani	207.778	0,13%
Capital Total	154.709.641	100,00%



Otros: es la suma del capital que no excede el 1% por accionista.

1.2. INTEGRACIÓN DE LOS ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA

1.2.1. Junta General de Accionistas

La Junta General de Accionistas es el máximo organismo de decisión, está facultada para resolver todos los asuntos relacionados con sus negocios, tomar las decisiones que juzgue convenientes a los intereses de la Empresa, enmarcándose siempre en las disposiciones legales, estatutarias, reglamentarias y normas conexas.

A diciembre de 2016, la Junta General de Accionistas estuvo integrada por los representantes legales de los accionistas, de acuerdo al detalle del cuadro N° 1.2.1.

Cuadro N° 1.2.1 – Junta general de accionistas

Institución	Representante Legal
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	Ing. Medardo Cadena Mosquera
Gobierno Provincial del Azuay	Ing. Paul Carrasco Carpio
GAD Municipal de Cuenca	Ing. Marcelo Cabrera Palacios
Gobierno Provincial del Cañar	Dr. Santiago Correa Padrón
Gobierno Provincial de Morona Santiago	Lcdo. Felipe Marcelino Chumpi
GAD Municipal de Sigüig	Lcdo. Marcelino Granda Granda
GAD Municipal de Morona	Dr. Roberto Villareal Cambizaca
GAD Municipal de Santa Isabel	Prof. Rodrigo Quezada Ramón
GAD Municipal de Biblián	Econ. Guillermo Espinoza Sánchez

En el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2016 se realizaron tres sesiones, en las que se trataron y resolvieron temas fundamentales que se resumen en dieciocho resoluciones, las cuales han guiado el accionar de la administración.

1.2.2. Directorio

La conformación del Directorio, a diciembre de 2016, fue:

Cuadro N° 1.2.2 – Conformación del Directorio

Presidente del Directorio de la Compañía: Dr. Esteban Alborno Vintimilla (17 de octubre de 2016)

Presidente Ejecutivo: Ing. Francisco Carrasco Astudillo (17 de Octubre de 2016)

Accionista	Principal	Fecha	Suplente	Fecha
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	Dr. Esteban Alborno V.	17/10/2016	Ing. Santiago Arias H.	17/10/2016
	Dr. Xavier Barrera V.	17/10/2016	Ing. Jorge Peñaherrera	17/10/2016
	Ab. Pedro Comejo E.	17/10/2016	Ing. Marcos Orbe A.	17/10/2016
	Ing. Esteban Ortiz A.	17/10/2016	Dr. Carlos Medina	17/10/2016
	Lcda. Silvana Dueñas H.	17/10/2016	Ing. Ramiro Díaz C.	17/10/2016
Gobierno Provincial del Azuay	Ing. Paul Carrasco C.	17/10/2016	Econ. Rubén Benítez A.	17/10/2016
	Dra. Cecilia Alvarado C.	17/10/2016	Dr. Edgar Bermeo P.	17/10/2016
Accionistas Minoritarios	Ing. Marcelo Cabrera P.	17/10/2016	Ing. Ivan Ganovez Z.	17/10/2016
Trabajadores	Tnig. Patricio Tencasaca	10/06/2016	Ing. Patricio Ayala F.	10/06/2016

El Directorio mantuvo cuatro sesiones de trabajo, en el transcurso del año, adoptando treinta y un resoluciones.

1.2.3. Ejecutivos

La administración de la empresa estuvo integrada de la siguiente manera:



Cuadro N° 1.2.3 Ejecutivos (diciembre de 2016)

Cargo	Funcionario
Presidente de la Compañía	Dr. Esteban Abomoz Vintimilla
Presidente Ejecutivo	Ing. Francisco Cárstaco Astudillo
Director Administrativo - Financiero (DAF) (Enc.)	Ing. Luis Rojas Iglesias
Director de Asesoría Jurídica (DAJ)	Dr. David Mera Robalino
Director de Comercialización (DICO)	Ing. Ciro Segura Guzmán
Director de Distribución (DIDIS)	Ing. Juan Ugarte Delgado
Director de Merina Santiago (DMS)	Ing. Luis Uribe Flores
Director de Planificación (DPLA)	Ing. Heriberto Irujo Álvarez
Director de Tecnología de la Información y Comunicación (DTIC) (Enc.)	Ing. Juan Carlos León Dávila
Director de Talento Humano, Seguridad y Salud en el Trabajo (DTH)	Ing. Juan Vázquez Abad
Asesor General de la Presidencia Ejecutiva	Ing. Damián Merchán Palacios
Secretaría General	Dra. Catalina García Jaramillo
Auditor Interno (Einc.)	CPA. Sandra Flores Álvarez
Asistente de Relaciones Públicas	Lidia Gabriela Sandoval Moncayo

Q
R

INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2016

CAPÍTULO 2

PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS

PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS

2.1. PLANEACIÓN ESTRATÉGICA

El Plan Estratégico ha sido concebido de manera que esté estrechamente relacionado con los objetivos y políticas del Plan Nacional del Buen Vivir, del Ministerio de los Sectores Estratégicos y del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, contribuyendo de esta manera al cambio de las matrices energética y productiva, potenciando el desarrollo de la comunidad a la que servimos y del país en general.

Este Plan constituye una herramienta directriz de gestión institucional, en él se enuncian los conceptos que permiten revelar los propósitos de la institución, en términos de objetivos a corto, mediano y largo plazos, programas de acción y prioridades para la asignación de recursos.

El Plan Operativo 2016, con sus correspondientes objetivos, metas, indicadores, programas, proyectos, presupuestos, fue fundamentado en el Plan Plurianual, descrito en el Plan Estratégico 2014-2017, y vincula la Planificación con el Presupuesto, permitiendo concretar lo planificado en función de las capacidades y la disponibilidad real de los recursos, por lo que ha sido construido en función del presupuesto anual.

2.2. SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD

2.2.1. Manual de Procesos y Procedimientos

Se continuó trabajando en el mantenimiento y mejora del manual, así como en la actualización de los procesos, procedimientos e información, a través de la revisión y caracterización del proceso, elaboración y actualización de documentos (procedimientos, información y formularios de registro).

Se capacitó para formar nuevos auditores y se ejecutó un programa de auditoría interna, fruto de lo cual se ha identificado oportunidades de mejora.

2.2.2. Sistema de Gestión de Calidad

Una de las estrategias de gestión adoptadas es el Sistema de Gestión de la Calidad, basado en la Norma ISO 9001:2008, cuyo fin es incrementar la satisfacción del cliente y mejorar la calidad en los servicios y procesos de la organización; razón por la cual se mantiene activado el ciclo PHVA (Planificar, Hacer, Verificar y Actuar). Se continuó trabajando con los equipos de procesos.

2.3. GESTIÓN AMBIENTAL

2.3.1. Sistema de Gestión Ambiental

- Se está levantando el inventario de equipos que contienen aceite dieléctrico contaminado con policloruros bifenilos (PCB's). En el 2016 se registró 5.166 transformadores analizados, 27 confirmados con PCB's.
- Regularización ambiental de 11 proyectos, siendo los principales: construcción y operación de las subestaciones: N° 13 "Chauillayacu", N° 06 "El Verdillo", N° 17 "Los Cerezos" y la repotenciación de la línea subterránea (22 kV) S/E N° 03 – S/E N° 02.



- Se realizan los procesos de participación social referentes a la construcción de: S/E N° 50 La Troncal y la línea de subtransmisión, a 69 kV, La Troncal – El Triunfo.
- Se realiza el proceso de registro de la Empresa como generadora de desechos peligrosos y/o especiales.
- Se inicia el proceso tendiente a conseguir el reconocimiento ambiental 'Punto Verde'.
- Capacitación al personal y contratistas en temas de gestión integral de equipos y materiales de desecho, distancias de seguridad, buenas prácticas ambientales en la construcción de obras de distribución y en el desbroce, tala y poda selectiva de árboles y vegetación que se encuentra colindante a las redes eléctricas.
- Monitoreo de ruido en 14 subestaciones y de efluentes del edificio matriz.
- Se receptó alrededor de 20.000 focos ahorradores quemados, de los cuales 12.000 (60 %) fueron procesados.

2.3.2. Plan de Manejo Ambiental

Seguimiento y control de la aplicación de los planes de acción y de manejo ambiental tanto en proyectos nuevos como en instalaciones existentes:

Cuadro N° 2.3.2 - Medidas ambientales del PMA

Programas	Avance
Plan de Manejo Ambiental "Auditoría Ambiental – 2013"	82,07%
Construcción de la Subestación N° 50 La Troncal	64,00%
Plan de Manejo Ambiental "Repotenciación S/E 14"	89,55%
Plan de Manejo Ambiental "Repotenciación S/E 18"	92,25%
Guía de Buenas Prácticas Ambientales "S/E 03"	96,70%

2.3.3. Responsabilidad Social Empresarial

- Se recibieron 2.079 plantas ornamentales (EMAC: 1550 y vivero contratado: 529) las cuales fueron entregadas al Departamento de Servicio al Cliente para ser repartidas en diferentes campañas.
- Se elaboró el Balance Social, el cual permite valorar activos y pasivos sociales y determinar el grado de cumplimiento de la responsabilidad social empresarial en los grupos de interés: trabajadores, consumidores, comunidad y otros.
- Se publicó el "Reporte de Responsabilidad Social Empresarial 2016", como un instrumento de rendición de cuentas en este ámbito.
- Se realizaron procesos de socialización en las comunidades beneficiarias de los proyectos de electrificación.

2.4. GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

La fase II del sistema SCADA, en ejecución, contempla el equipamiento e integración de subestaciones no incluidas en la primera fase: 21 (Macas), 06 (Verdillo) y 23 (Limón); además considera mejoras en el rendimiento y tiempos de respuesta.



Dentro de las herramientas de operación como parte del ADMS (Advanced Distribution Management System) se cuenta entre otras con: modelado de la red, analizador de topología, flujo de carga, estimador de estados, gestión de fallas, elementos temporales, secuencia de mandos, índices de rendimiento, gestión de incidentes, gestión de cuadrillas, simulación e históricos.

2.4.1. Proyectos de Distribución

A través de la repotenciación y el reforzamiento se está adecuando el sistema de distribución para soportar el incremento de la demanda por nuevos clientes y fundamentalmente por la implementación del Programa PEC. En el año 2016 se ha continuado la ejecución, en unos casos e iniciado en otros, la construcción de varios programas orientados a este fin, el costo (incluye IVA) y el avance ponderado de cada programa se detalla en el cuadro N° 2.4.1.

Cuadro N° 2.4.1 – Proyectos de distribución [\$]

Programas	Cantidad	Costo [\$]	Avance
RSND - CAF	17	19.277.089,83	93,55%
RSND - AFD	17	7.305.105,73	57,19%
RSND - BID I	64	19.380.218,16	99,06%
RSND - BID II	19	6.156.810,00	20,71%
FERUMBID II	18	786.123,13	100,00%
PMD 2014	4	3.122.870,22	93,49%
FERUMBID III	34	1.742.869,54	30,06%

En el marco de la modernización del sistema nacional de distribución, la Empresa lideró y administró tres procesos a nivel nacional: adquisición de licencias para el análisis de confiabilidad y ubicación de reconectores, capacitación en el software especializado CYMDIST y capacitación en automatización de la distribución, con un monto invertido de \$ 308.087,92.

2.4.2. Costos de Calidad

En el cuadro N° 2.4.2 se muestra un resumen de la ejecución de los proyectos contemplados en el programa Costos de Calidad y Gestión Socio Ambiental.

Cuadro N° 2.4.2 – Costos de calidad [\$]

Programa	Presupuesto	Avance
Costos de Calidad (anterior al 2016)		
Servicio Eléctrico	7.596.851,39	87,55%
Alumbrado Público	1.065.551,00	84,14%
Expansión Alumbrado Público	624.865,27	99,91%
Costos de Calidad 2016		
Servicio Eléctrico	6.048.051,23	67,89%
Alumbrado Público	1.398.753,40	87,60%
Expansión Alumbrado Público	1.064.064,62	91,66%
Gestión Socio Ambiental	1.362.622,10	60,06%

2.4.3. Sistemas Fotovoltaicos - SFV

- Se instaló 812 inversores en sistemas fotovoltaicos; costo de la mano de obra \$ 11.056 y de los inversores \$ 208.235; con un avance del 100 %.
- Se continuó con tarea de dar mantenimiento a estos sistemas.

2.4.4. Mejoras en el Sistema de Subtransmisión

Líneas de Subtransmisión

- Se concluye la construcción de la línea subterránea a 22 kV S/E 02 – S/E 08, inversión de \$ 905.000.
- Con una inversión de \$ 130.700, se concluyen los estudios y diseños para la construcción de las líneas: aérea a 69 kV S/E El Triunfo – S/E 50 (15 km) y líneas subterráneas a 22 kV S/E 01 – S/E 06 (4 km) y S/E 01 – S/E 04 (3 km).

Subestaciones

- Se concluyó la repotenciación de las S/Es 14 y 21 con una inversión de \$1.800.000.
- La construcción de la S/E 50 La Troncal registra un avance del 80 %, con una inversión de \$ 3.380.000; en tanto que la S/E 13 Chaullayacu (provisional) tiene un avance del 85 %, la inversión es de \$ 164.000.
- Se concluyó los estudios y diseños para las subestaciones 06, 13 y 17, con un costo de \$ 339.730.
- S/E 04: se realiza el montaje de cuatro bahías de alimentadores destinadas a: el TRANVÍA, línea a la S/E 06, línea a la S/E 01 y alimentador 0428. Adicionalmente se está implantando dos posiciones de líneas de 69kV; S/E 20 y ERCO, por un monto de \$ 427.000, con un avance del 96 %.

S/E 07: se instalan tres bahías de 22 kV, para los alimentadores 0721 y 0722 y una para el transformador de potencia; y, una para la línea de 69 kV que se conecta con la S/E 19, monto \$ 490.000, avance 100 %.

- S/E 08: dos bahías de 22 kV, una para la línea a la S/E 02 y otra para el alimentador 0825, monto \$ 600.000, avance 100 %.
- S/E 12: tres bahías de 22 kV para los alimentadores 1222, 1223 y 1224, monto \$ 600.000, avance 100 %.

2.4.5. Alumbrado Público

- Se realizó 84 intervenciones de mejoras y expansión del sistema de iluminación, por un costo de \$ 4.353.253, con un avance del 83,65%.
- Se firmó un convenio con el GAD Municipal de Cuenca para la construcción de sistemas de iluminación ornamental por un monto de \$ 400.000. En el 2016 se construyeron 41 proyectos.
- Con los demás GADs se suscribieron 29 convenios, a través de los cuales se instalaron 363 puntos de luz, a un costo de \$ 276.330.



2.5. GESTIÓN COMERCIAL

2.5.1. Atención al Cliente

- Se encuentran en proceso de liquidación 7 contratos para cambios de medidores y reforzamiento de redes de distribución y 10 de fiscalización, financiados por la CAF.
- En el 2016 se realizó la sustitución de 56.136 medidores monofásicos y la instalación de 12.434 circuitos expresos, su comportamiento se indica en el cuadro 2.5.1.1.

Cuadro 2.5.1.1 Medidores bifásicos y circuitos expresos

Indicador	2014	2015	2016	Total	Meta	Cumplimiento
Medidores Bifásicos	57.357	91.856	56.136	205.349	200.496	102,42%
Circuitos Expresos	0	11.243	12.434	23.877	112.789	20,99%

El cumplimiento en la estación de circuitos expresos es bajo debido a que el programa no avanzó en la magnitud que la previó el MEER, por lo que se cambió el procedimiento, de manera que se instala en función de los requerimientos del cliente.

- En los cuadros siguientes se resume los trámites realizados.

Cuadro 2.5.1.2 Trámites realizados

Indicador	2015	2016	Variación
Solicitudes (Varios temas)	122.164	123.204	0,85%
Inspecciones	54.375	35.782	-34,19%
Instalaciones	53.206	55.873	5,01%
Instalaciones especiales	247	219	-11,34%
Diseños aprobados (Viviendas)	110	118	7,27%

Cuadro 2.5.1.3 Extensiones de red

Indicador	2015	2016	Variación
Diseño y Valoración	540	514	-4,81%
Remitidas a Zonas	110	172	56,36%
Pago de Clientes (\$)	155.276	359.109	131,27%
Inspecciones por rres	49	51	4,08%

Cuadro 2.5.1.4 Servicios eventuales

Indicador	2015	2016	Variación
Instalaciones	12.600	12.015	-4,64%
Energía eventual - MWh	3.971	3.986	0,38%
Recaudación Eventual (\$)	398.067	402.708	1,17%

Cuadro 2.5.1.5 Tiempo para inspecciones (días)

Indicador	Valor	Meta	Cumplimiento
Nuevos servicios	1,58	1,74	90,80%
Instalaciones	4,25	4,59	92,59%

Cuadro 2.5.1.6 Calidad de atención al cliente (%)

Indicador	Valor	Meta	Cumplimiento
Tiempo de espera	90,26	91,10	99,07
Calidad de atención	96,77	95,00	101,86

- Se instaló 12.015 servicios eventuales, recaudándose \$ 402.708 por venta de energía, la cual representa el 0,37 % de la disponible (1.078.266 MWh).

2.5.2. Centro de Contacto

- La media del indicador de gestión del centro de contacto fue 87,28 % (meta 89,50); mientras que el Nivel de Servicio Brindado (NSB) fue del 60,68 % (meta: 80,00 %).
- Se registró 681.154 llamadas que requerían atención personalizada, de las cuales 607.925 fueron atendidas, lo que representa el 89,25 %.
- Se realizaron 9.815 llamadas, 4.459 efectivas, como parte de las campañas PEC, RENOVA, recuperación de cartera, actualización de datos y servicio de internet.
- Se realizó la migración integral desde la plataforma Avaya a Cisco.

2.5.3. Plan RENOVA

- Se entregó 1.017 refrigeradoras con un cumplimiento del 98 % de lo asignado. El programa se suspendió a finales de abril.

2.5.4. Actualización de Datos de Clientes

- Se realizaron 58.099 actualizaciones de datos de usuarios, con lo que a diciembre de 2016 este proceso se ha cumplido para el 67,80 % de clientes.
- Se envió 691.507 mensajes de texto dando a conocer el valor de las planillas, avisos de suspensiones programadas, notificaciones de cartera, plan RENOVA y PEC.

2.5.5. Recuperación de Pérdidas Comerciales

Cuadro 2.5.5 Gestión de pérdidas

Indicador	2015	2016	Variación
Revisiones en Sitio	10.273	9.434	-8,17%
Recuperación [kWh]	5.511.263	2.253.346	-59,11%
Recuperación [\$]	554.103	283.266	-48,88%
Medidores Calibrados	166.182	132.112	-20,50%

2.5.6. Puntos de Recaudación de Valores

- Se ha suscrito 9 nuevos convenios de recaudación con instituciones financieras. (3 bancos, 4 cooperativas, 1 mutualista y 1 red REPORNE).

2.5.7. Gestión de Cartera

- La cartera vencida (deuda mayor a 30 días) registró \$ 5.107.219 y la cartera corriente (deuda menor a 30 días) fue \$ 4.899.389, con un total de \$ 10.006.608, valores que se incrementaron debido a retrasos en el pago del sector público y al final del año por el proceso de estabilización del nuevo sistema comercial.
- Se generaron 2.375 notificaciones de gestión pre-coactiva, por \$ 105.152,10.



- Se emitieron 472 Títulos de Crédito, por \$ 26.640, recuperándose el 59,30%.

2.5.8. Lectura y Facturación

- La energía facturada a 375.538 clientes (dato de diciembre) fue 996.606 MWh por un monto de \$ 103.501.057. Sin considerar la facturación de terceros y subsidios, el total facturado fue de \$ 98.396.664.

2.5.9. Unidad PEC

- Se comercializó 1.756 cocinas de inducción (585 encimeras y 1.171 cocinas con horno).
- Se realizó 541 canjes a beneficiarios del Bono de Desarrollo Humano, 87 ciudadanos optaron por cambiar una cocina encimera a gas por una cocina de inducción con horno, pagando un valor adicional de \$ 100.
- Total de cocinas de inducción comercializadas en el área de concesión 6.713.
- Se ha recaudado \$ 656.765,57 por venta de cocinas (transferido al MEER: \$ 619.863,42).
- Se realizaron 251 eventos de socialización y promoción del programa PEC.

2.6. GESTIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA

2.6.1. Administración de Bienes

- Se tuvo ingresos por remates (materiales y bienes de control) y venta de materiales (nuevos y de bajas) por \$ 459.501,42 (incluye IVA), con un incremento del 72,67 % con respecto al año anterior (\$ 266.117,64).
- El rubro mantenimiento de vehículos alcanzó los \$ 330.990, superior en 20,08 % (\$ 55.342) en relación al 2015.

Cuadro N° 2.6.1.1 – Mantenimiento de vehículos

Concepto	2015	2016	Variación
Mantenimiento (\$)	275.648	330.990	20,08%
Vehículos (Activo)	5.852.554	6.202.501	5,98%
Mantenimiento / Vehículos	4,71%	5,34%	0,63%
Atenciones	3.783	4.059	7,30%

- El gasto por compra de combustible disminuyó un 17,26 % (\$ 21.790,42) con respecto al año 2015, debido que se dejó de consumir combustible tipo "super".

Cuadro N° 2.6.1.2 – Compra de combustibles [\$]

Concepto	2015	Participación	2016	Participación	Variación
Diesel	13.244,00	10,49%	13.437,58	12,86%	1,46%
Super	61.814,10	48,96%	0,00	0,00%	100,00%
Extra	51.185,19	40,54%	91.015,29	87,14%	77,82%
Total	126.243,29	100,00%	104.452,87	100,00%	-17,26%

- El costo por transporte contratado se incrementó en \$ 92.717,47 (20,48 %) en relación al año anterior, según cuadro N° 2.6.1.3.

[Handwritten signature]

Cuadro N° 2.6.1.3 – Contratos para transporte [\$]

Actividad	2015	2016	Variación
Transporte de personal	41.400,00	55.800,00	34,78%
Servicio contratado matriz	104.817,97	91.027,12	-13,16%
Servicio contratado agencia	306.602,79	398.611,11	30,05%
Total	452.720,76	545.438,23	20,46%

- El valor pagado por autoseguros se resume en el cuadro 2.6.1.4.

Cuadro N° 2.6.1.4 – Autoseguros (\$)

Concepto	2015	2016	Variación
Asistencia Médica	93.624,97	119.675,69	27,82%
Vehículos	26.547,79	6.256,79	-76,08%
Total	122.172,76	125.932,48	3,08%

- En el cuadro N° 2.6.1.5. se presenta información de varios trámites.

Cuadro N° 2.6.1.5 – Varios Trámites

Trámite	Concepto	2015	2016	Variación
Inventarios	Bodegas	149	148	-0,67%
	Bienes de Control	289	270	-6,57%
	Total	438	418	-4,57%
Trámites de Bodegas	Ingresos	1.338	1.217	-9,11%
	Egresos	19.985	6.484	-67,56%
	Total	21.323	7.701	-63,89%
Baja de Materiales y Bienes	Bodegas	25	32	28,00%
	Grupos	29	22	-24,14%
	Agencias	16	12	-25,00%
	Total	70	66	-5,71%

2.6.2. Unidad de Contratación Pública

- La gestión de la unidad de contratación pública se sintetiza en el cuadro N° 2.6.2.

Cuadro N° 2.6.2 – PAC 2016 (Quinta reforma)

Concepto	Valor
PAC 2015 (5 Reforma)	\$ 32.401.389
Monto Referencial Publicado	\$ 25.715.739
Procesos Publicados	363
Ejecución	79,22%
Ínfima Cuantía	\$ 1.440.230
	2.592

2.7. TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACION

2.7.1. Proyecto SIGDE

Se están ejecutando los proyectos: Inteligencia de Negocios (BI), Bus de Servicios Empresariales y Gestión de Procesos (ESB-BPM), infraestructura de telecomunicaciones y el Sistema de Información Geográfico (GIS).



Se ha participado en las contrataciones y/o ejecuciones de los procesos de implementación de: hardware para los Centros de Datos Nacionales (CDNs, a cargo de la EEQ) y el Gestor de Contenidos Empresariales (ECM, a cargo de CENTROSUR), proceso de contratación que fue declarado desierto por segunda ocasión.

Los sistemas SCADA/DMS/OMS (responsabilidad de la EEQ), al momento han sido entregados por el contratista.

En el mes de mayo se inició el proceso para la implementación del Sistema Administrativo Financiero y Gestión del Talento Humano (SAF).

2.7.2. Proyecto CISNERGIA

- Se ejecutaron pruebas tendientes a verificar la funcionalidad individual de cada uno de los módulos que conforman el CIS-CRM, luego se hicieron pruebas integrales ITC1, ITC2, ITC2-HANA en función de escenarios completos.
- Simulación de las tareas que cada una de las personas debe realizar en el CIS-CRM.
- Migración de la información del SICO, con corte al 30 de septiembre de 2016, al sistema SAP; y, puesta en producción (GO-LIVE), el 5 de octubre de 2016.

2.7.3. Desarrollo de Sistemas

- Puesta en producción del módulo de contratación y flujo de caja.
- Creación de la página web y de los accesos para realizar la consulta de la factura en SAP.
- Mantenimiento del Sistema de Comercialización SICO, que aún utilizan otras distribuidoras.

2.7.4. Infraestructura de Tecnología de Información y Comunicación

- Administración de los contratos de renta de postes, renovación de acuerdo a los formatos proporcionados por el MEER.
- Puesta en marcha del sistema de video vigilancia.
- Configuración del módulo de análisis de tráfico iMC NTA de la herramienta HP para el monitoreo de la red de comunicaciones WAN del SIGDE.
- Puesta en marcha del proyecto de zonificación y centralización del sistema de radio VHF para apoyo a la operación del OMS. Incremento de 8 repetidoras.
- Configuración de la RENTSE para la aplicación de VRFs que independicen los servicios del SIGDE. Puesta en marcha de la LAN extendida de las consolas de operación del ADMS.

2.8. ASESORÍA JURÍDICA

- Se ha afrontado distintos procesos judiciales, obteniéndose en general resultados favorables a los intereses de la institución.
- Se suscribió 499 contratos y 54 convenios de pago.
- Los valores recuperados por gestión de cobro ascienden a \$ 613.431,44, de los cuales \$ 400.644,67 fueron en efectivo.



INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2016

CAPÍTULO 3

PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO MAYORISTA

PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

3.1. COMPRA DE ENERGÍA

3.1.1. Contratos a Término

A través de contratos regulados se recibió energía de las empresas de generación y autoprodutores:

- Capital Privado: ELECTROQUIL, INTERVISA, GENEROCA, TERMOGUAYAS, HIDROSIBIMBE, LAFARGE, ECOLUZ, HIDROABANICO y ENERMAX.
- Capital Público: CELEC EP, ELECAUSTRO y EPMAPS.

3.1.2. Resumen Energético

El informe está sustentado en las liquidaciones mensuales del período enero a diciembre de 2016, publicadas y oficializadas por el CENACE. El cuadro N° 3.1.2.1 resume la energía recibida en los puntos de entrega del mercado, 1.071.099 MWh, valor que resulta superior en el 0,75 % al del año 2015 (1.063.098 MWh). De esta energía, el 96,16 % fue adquirida en el mercado de contratos y el 3,84 % en el mercado ocasional.

En el año 2016, se incrementó en 5,75% (56.037 MWh) la energía proveniente del mercado a plazo, provocando a su vez la reducción del mercado ocasional (menos 48.036 MWh), con respecto al 2015.

Cuadro N° 3.1.2.1 – Abastecimiento de energía [MWh]

Periodo	Mercado Ocasional	Mercado a Plazo	Total 2016
I Trimestre	10.600	253.600	264.200
II Trimestre	5.706	261.887	267.593
III Trimestre	7.732	260.302	268.034
IV Trimestre	17.088	254.183	271.271
Total 2016	41.127	1.029.972	1.071.099
	3,84%	96,16%	100,00%



Dentro del mercado de contratos regulados, el cuadro N° 3.1.2.2 muestra el detalle de la energía recibida de cada generador, ("ENERNORTE" corresponde a la central "Coca Codo Sinclair"); y, el cuadro N° 3.1.2.3 resume la composición del suministro, organizado en función del sector que es propietario del capital. Resulta que el 94,70 % corresponde a

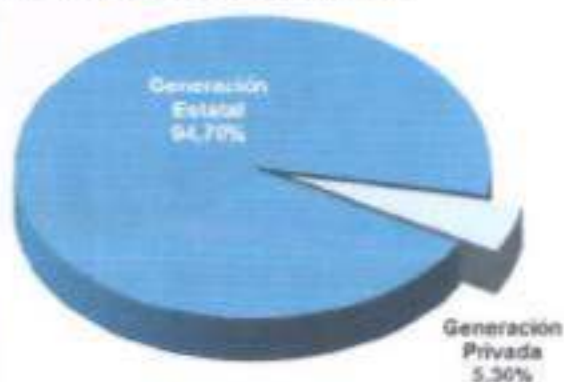
contratos con empresas de generación cuyo capital es estatal y el 5,30 % a contratos con empresas privadas.

Cuadro N° 3.1.2.2 – Energía recibida de cada generador (mercado a plazo) [MWh]

TIPO	I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre	IV Trimestre	Total 2016	Participa.
TERMOSMERALDAS	28.095	9.098	9.969	20.570	67.832	6,55%
ELECTROGUAYAS	35.863	21.091	13.631	24.181	94.566	9,70%
TERMOPICHINCHA	15.791	6.396	6.120	16.456	44.764	4,59%
IMPORTACIÓN PERÚ	1.828	0	0	0	1.828	0,19%
HIDROAZOGUES	29	0	33	280	341	0,03%
HIDROPAUTE	72.934	97.510	111.196	59.776	341.416	35,01%
HIDROAGOYÁN	29.339	37.413	30.531	23.177	120.459	12,35%
HIDRONACIÓN	16.210	17.206	9.409	11.005	53.830	5,52%
TERMOGAS MACHALA	17.913	18.909	17.415	17.531	71.767	7,36%
ENERNORTE	5.088	36.923	51.136	70.903	164.050	16,82%
ELECAUSTRO	2.448	3.335	1.807	2.249	9.839	1,01%
EPMAPS	905	1.615	1.334	792	4.647	0,48%
Empresas Capital Estado	226.292	249.496	252.580	247.019	975.388	94,70%
ELECTROQUIL	7.496	1.832	1.139	965	11.433	20,95%
INTERVISA TRADE	5.084	848	0	0	5.931	10,87%
GENEROCA	1.506	751	440	1.523	4.219	7,73%
TERMOGUAYAS	9.124	5.068	3.670	3.070	20.931	38,35%
HIDROSIBIMBE	1.421	1.420	963	438	4.142	7,59%
LAFARGE	288	236	162	144	830	1,52%
ECOLUZ	174	212	221	193	800	1,47%
ECOLUZ - LORETO	171	208	153	2	534	0,98%
HIDROABANICO	728	732	751	810	3.021	5,53%
ENERMAX	1.316	1.084	323	20	2.742	5,02%
Empresas Privadas	27.308	12.391	7.722	7.164	54.584	5,30%
Total 2016	253.600	261.887	260.302	254.183	1.029.972	100,00%

Cuadro N° 3.1.2.3 – Energía según el sector proveedor [MWh]

Período	Generación [MWh]	
	Estatal	Privada
I Trimestre	226.292	27.308
II Trimestre	249.496	12.391
III Trimestre	252.580	7.722
IV Trimestre	247.019	7.164
Total 2016	975.388	54.584
Participación	94,70%	5,30%

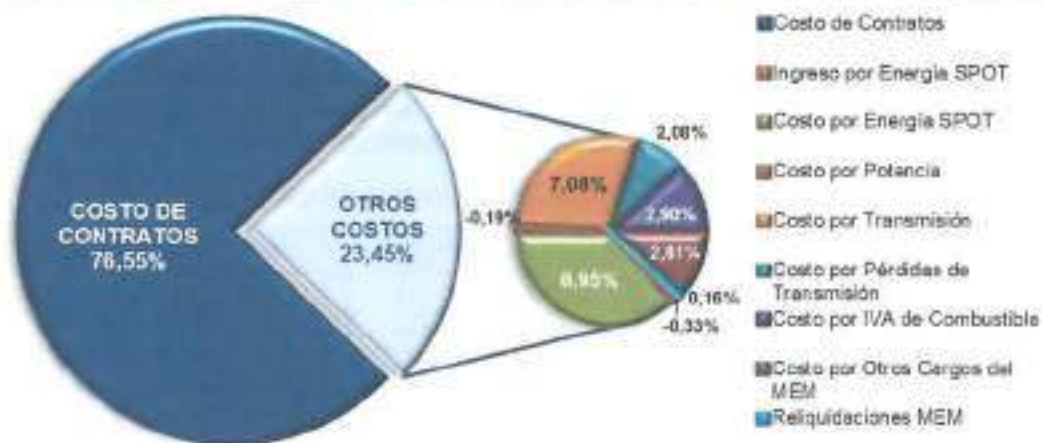


3.1.3. Costos de Compra de Energía

El cuadro N° 3.1.3.1 presenta un resumen de los costos de la energía en los mercados ocasional y de contratos, así como un desglose en los componentes más incidentes. El costo de la energía alcanzó la suma de \$ 53.855.665, inferior en un 5,48 % al del año anterior (\$ 56.804.342).

Cuadro N° 3.1.3.1 – Resumen de costos [\$]

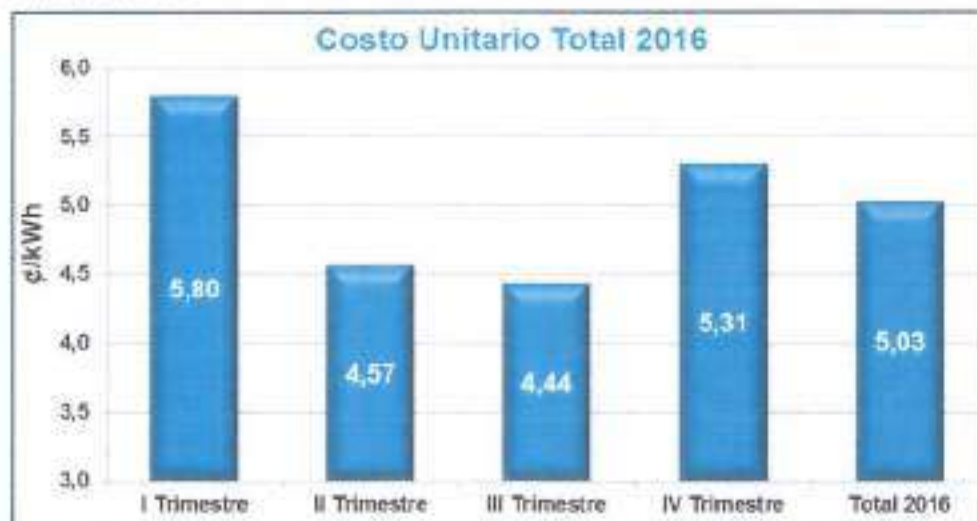
TIPO	I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre	IV Trimestre	Total 2016	Participa.
COSTO DE CONTRATOS	11.632.658	9.575.403	8.979.483	10.841.315	41.229.059	76,55%
OTROS COSTOS	3.489.938	2.649.627	2.931.274	3.555.768	12.626.606	23,45%
Ingreso por Energía SPOT	-133.361	-41.473	-3.843	-285	-178.961	-1,42%
Costo por Energía SPOT	1.829.806	998.667	629.825	1.359.957	4.818.056	38,16%
Costo por Potencia	-39.616	-44.406	-13.369	-6.335	-103.727	-0,82%
Costo por Transmisión	950.108	949.987	943.834	988.144	3.812.073	30,19%
Costo por Pérdidas de Transmisión	509.884	29.205	164.400	419.092	1.122.581	8,89%
Costo por IVA de Combustible	579.977	288.227	236.201	455.482	1.559.887	12,35%
Costo por Otros Cargos del MEM	-276.052	455.064	974.226	359.712	1.510.950	11,97%
Reliquidaciones MEM	71.392	14.355	0	0	85.748	0,68%
Total 2016	15.322.796	12.225.029	11.910.757	14.397.082	53.855.665	100,00%



Cuadro N° 3.1.3.2 Costos unitarios de compra [¢/kWh]

TIPO	I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre	IV Trimestre	Total 2016	Participa.
Ingreso por energía SPOT	4,74	1,08	0,28	0,85	2,22	
Costo por energía SPOT	13,64	10,47	6,91	7,94	9,00	
Costo por energía contratos	4,67	3,66	3,45	4,27	4,00	
Costo por energía ponderado	5,12	3,94	3,58	4,50	4,28	85,17%
Costo por potencia	-0,01	-0,02	0,00	0,00	-0,01	-0,19%
Costo por transmisión	0,36	0,36	0,35	0,36	0,36	7,08%
Costo por pérdidas de transmisión	0,19	0,01	0,06	0,15	0,10	2,08%
Costo por IVA de combustible	0,22	0,11	0,09	0,17	0,15	2,90%
Costo por otros cargos del MEM	-0,08	0,18	0,36	0,13	0,15	2,96%
Costo Unitario Total 2016	5,80	4,57	4,44	5,31	5,03	100,00%

El cuadro N° 3.1.3.2 muestra los costos unitarios de la energía desglosados en sus diferentes componentes. El costo promedio de compra fue de 5.03 ¢/kWh, valor que comparado con el correspondiente al año 2015 (5.34 ¢/kWh), evidencia una disminución del orden del 5.8 %.



3.2. CLIENTES NO REGULADOS

3.2.1. Servicio de Peajes de Distribución

Los valores facturados por el servicio de peajes de distribución a los consumos propios de terceros (ENERMAX, COAZUCAR e HIDROSANBARTOLO) le representaron a CENTROSUR un ingreso neto de \$ 68.121, desglosado de acuerdo al cuadro N° 3.2.1.

Cuadro N° 3.2.1 - Facturación por peajes de distribución [\$]

Periodo	Potencia	Energía	A. Publico	Total	Bomberos
I Trimestre	10.350	894	5.542	16.788	148
II Trimestre	10.149	934	7.682	18.765	148
III Trimestre	10.743	578	5.136	15.457	148
IV Trimestre	10.786	594	4.732	16.112	148
Total 2016	42.028	3.000	23.092	68.121	593

3.2.2. Facturación de Cargos Adicionales

Por concepto de cargos adicionales, a los consumos propios de terceros (ENERMAX, COAZUCAR e HIDROSANBARTOLO) la Empresa facturó un total de \$ 593, correspondiente al cargo de contribución a bomberos (cuadro N° 3.2.1).

[Handwritten signature]

INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2016

CAPÍTULO 4

EL MERCADO REGULADO

EL MERCADO REGULADO

4.1. CLIENTES

De acuerdo al informe de facturación, emitido por la Dirección de Comercialización, el número de clientes, a diciembre de 2016, fue de 375.538 (cuadro N° 4.1), con un incremento del 1,56 % respecto a los que constaban en el mes de diciembre de 2015.

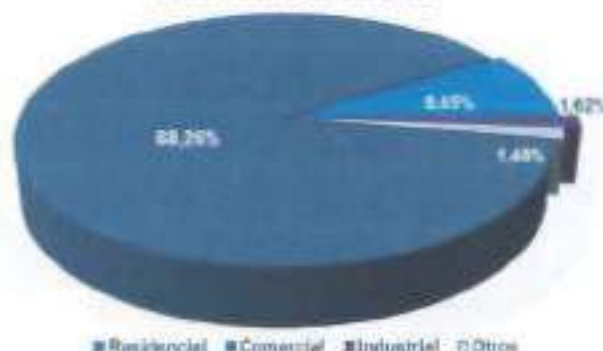
Clasificados por grupos de consumo, el 88,25 % son residenciales, 8,65 % comerciales, 1,62 % industriales y 1,48 % corresponden a la categoría otros, entre los que se incluyen: las entidades oficiales, asistencia social, beneficio público y escenarios deportivos.

Cuadro N° 4.1 – Clientes por tipo de tarifa

Año	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Total	Variación
2007	236.883	20.778	5.890	23	3.073	266.647	3,90%
2008	245.919	21.677	5.923	30	3.543	277.092	4,00%
2009	255.244	22.790	6.115	32	3.707	288.888	4,26%
2010	266.277	23.881	6.331	31	3.966	300.485	4,01%
2011	275.250	26.588	6.614	31	4.120	312.603	4,03%
2012	286.297	27.049	6.736	0	5.288	325.370	4,08%
2013	294.554	28.769	6.821	0	4.920	334.964	2,95%
2014	316.473	31.779	6.830	0	5.524	362.406	8,20%
2015	325.200	32.422	6.375	0	5.761	369.758	2,03%
2016	331.433	32.480	6.081	1	5.543	375.538	1,56%
Variación	1,92%	0,18%	-4,61%		-3,78%	1,56%	



Participación de Clientes 2016



4.2. ENERGÍA CONSUMIDA

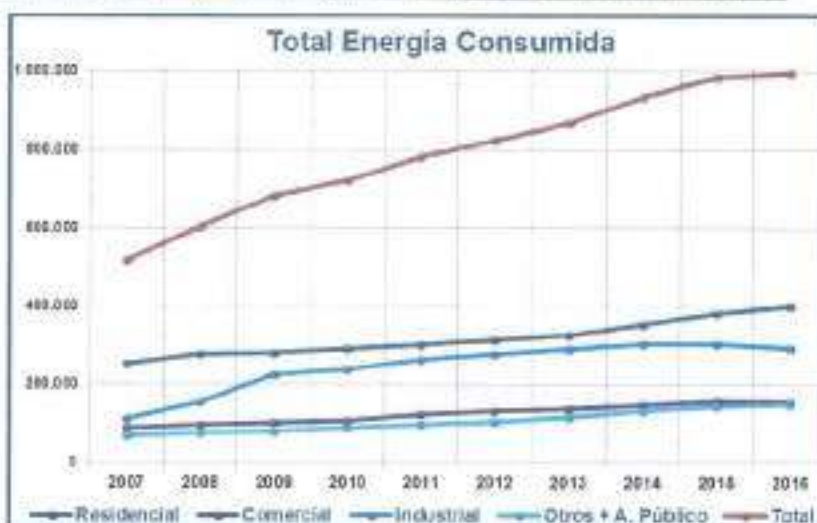
La energía consumida registra un incremento del 1,16 % (cuadro N° 4.2.1) con relación a la energía del año 2015.

Del consumo total, el sector residencial con el 40,04 %, es el que mayor participación tiene, seguido del industrial con el 29,47 % y luego el comercial con el 15,53 %.

De acuerdo a estos resultados, un hecho importante ocurrido en el año 2016 es la reducción, tanto en consumo como en número de clientes, del sector industrial.

Cuadro N° 4.2.1 – Energía consumida [MWh]

Año	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Total	Variación
2007	252.169	87.007	110.124	45.289	23.739	518.328	2,49%
2008	278.435	95.579	153.074	49.042	25.854	602.985	16,33%
2009	280.521	100.288	224.703	49.622	27.893	683.027	13,27%
2010	289.894	106.798	237.987	56.418	30.629	721.624	5,65%
2011	299.715	120.674	283.582	62.602	33.515	780.090	8,10%
2012	312.786	130.431	277.896	63.209	30.916	824.318	5,67%
2013	325.889	136.293	280.485	70.062	45.973	868.733	5,39%
2014	352.660	147.357	303.358	80.164	51.484	935.224	7,65%
2015	381.451	155.539	304.068	86.182	57.846	985.187	5,34%
2016	399.049	154.801	293.707	87.452	61.597	998.606	1,16%
Variación	4,61%	-0,47%	-3,41%	1,47%	6,30%	1,16%	



Participación de la Energía Consumida 2016

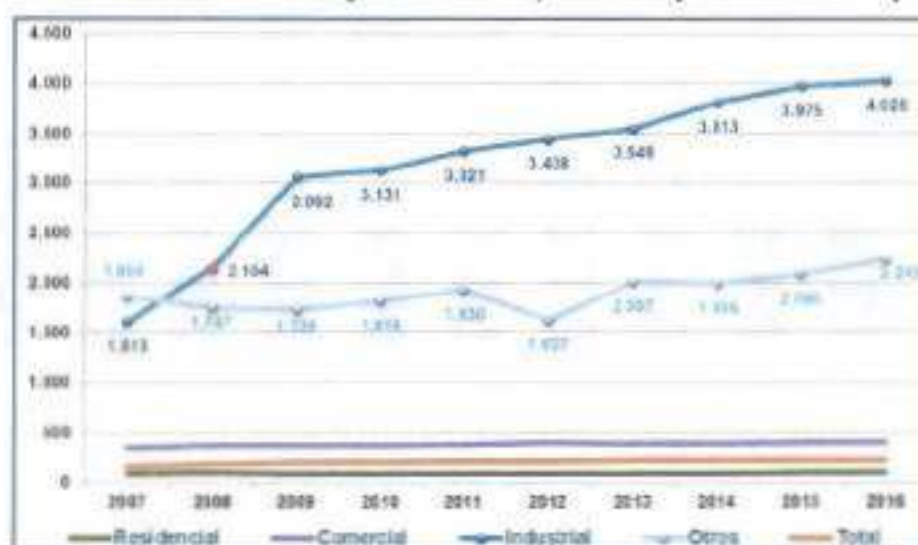


Cuadro N° 4.2.2 – Energía consumida por cliente [kWh/cliente/mes]

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total	Variación
2007	88,71	348,96	1.812,83	1.857,38	192,11	-1,36%
2008	94,35	371,28	2.153,67	1.746,80	181,34	11,86%
2009	91,23	366,71	3.062,19	1.727,62	197,03	8,65%
2010	90,72	372,67	3.131,25	1.817,53	200,13	1,58%
2011	90,74	378,22	3.321,01	1.929,61	207,96	3,91%
2012	91,04	401,84	3.437,82	1.626,68	211,12	1,62%
2013	92,20	394,93	3.546,91	2.096,67	216,13	2,37%
2014	92,33	386,41	3.812,94	1.996,01	215,05	-0,50%
2015	97,75	399,78	3.974,74	2.084,83	222,03	3,25%
2016	100,33	397,17	4.024,93	2.240,39	221,15	-0,40%
Variación	2,65%	-0,65%	1,25%	7,46%	-0,40%	

Al relacionar la energía consumida con el número de clientes, para determinar el consumo medio por cliente, resulta que mientras en el año 2015 se registró 222,03 kWh/cliente/mes, en el año 2016 se pasó a 221,15 kWh/ cliente/mes, lo que implica una reducción del 0,40 %, (cuadro y gráfico N° 4.2.2). El consumo promedio de los clientes residenciales fue de 100,33 kWh/cliente/mes, mayor en un 2,65 % al consumo promedio del año anterior (97,75 kWh/cliente/mes).

Gráfico N° 4.2.2 – Energía consumida por cliente [kWh/cliente/mes]



- Motivados por el Mandato N° 15, los clientes que tenían el estatus de "Grandes Consumidores", pasan a ser "Clientes Regulados".

4.3. FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA

La facturación total por venta de energía fue \$ 103.501.057 (cuadro N° 4.3.1), registrándose un crecimiento del 6,34 % con respecto a la del año anterior; tasa que es mayor a la del crecimiento del consumo energético (1,16 %), debido principalmente al ajuste del pliego tarifario aplicado desde enero de 2016 a los sectores: comercial e industrial. De este total, alrededor del 95% fue facturado directamente a los clientes y el resto registrado en cuentas por cobrar, con cargo al Estado por concepto de subsidios.

La recaudación, sin considerar los subsidios (Tarifa Dignidad, Ley del Anciano, Ley Orgánica de la Discapacidad y Programa de Cocción Eficiente), fue de \$ 94.348.546, superior en 2,60 % (\$ 2.388.524) con respecto al año 2015 (cuadro N° 4.3.2).

Cuadro N° 4.3.1 – Facturación por energía consumida [\$]

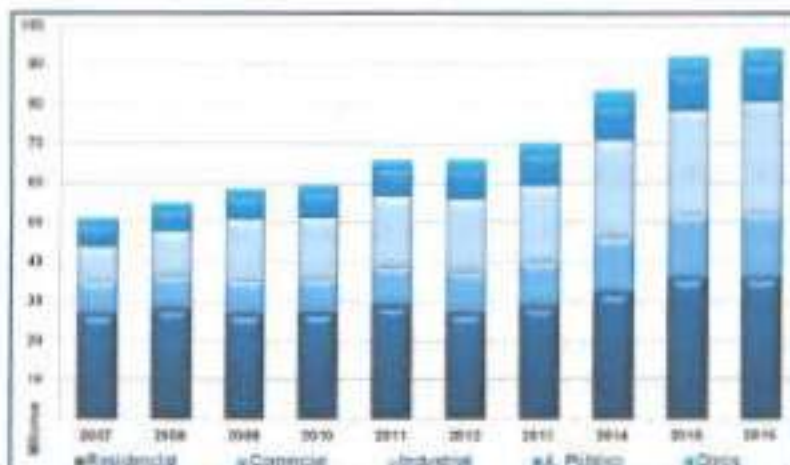
Año	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Total	Variación
2007	26.029.291	7.710.258	9.150.005	5.300.248	1.792.588	49.982.390	2,26%
2008	28.021.119	8.232.103	11.751.822	5.865.479	1.835.556	55.506.079	11,05%
2009	27.636.761	8.048.108	15.335.523	5.577.699	1.838.325	58.434.413	5,28%
2010	28.778.983	8.604.939	16.053.198	6.363.403	2.102.017	61.902.517	5,94%
2011	29.903.916	9.079.962	17.725.558	7.043.100	2.286.830	66.041.867	7,66%
2012	31.175.226	10.472.815	18.701.335	7.323.638	2.746.687	70.419.682	6,67%
2013	32.615.770	10.888.938	19.471.709	7.715.801	3.153.275	73.743.584	4,72%
2014	37.601.978	13.831.983	24.623.622	8.391.378	3.861.825	88.210.682	19,82%
2015	41.880.804	15.603.180	26.551.639	8.971.129	4.521.002	97.327.814	10,34%
2016	43.361.513	16.509.806	29.050.485	9.253.627	5.195.627	103.561.057	6,34%
Variación	4,33%	6,45%	6,41%	3,25%	12,43%	6,34%	



Cuadro N° 4.3.2 – Recaudación por energía consumida [\$]

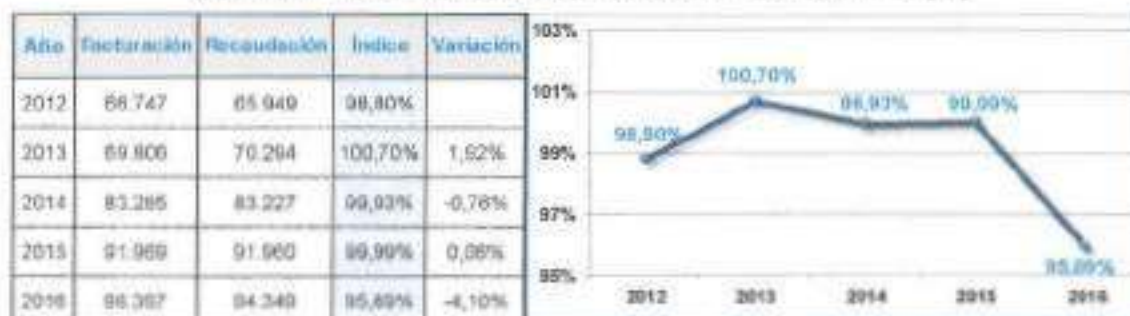
Año	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Total	Variación
2007	27.155.625	7.869.662	9.110.721	5.245.941	1.752.174	51.134.122	4,37%
2008	28.388.599	8.109.810	11.105.984	5.644.930	1.805.607	55.145.930	7,85%
2009	27.021.920	8.129.176	15.586.015	5.730.971	1.874.282	58.342.364	5,80%
2010	27.379.144	8.171.037	16.622.846	6.194.109	2.203.945	58.570.781	2,11%
2011	29.311.001	9.546.456	17.750.354	6.800.057	2.215.360	65.633.228	10,18%
2012	27.233.896	10.383.896	18.428.180	7.290.251	2.612.901	65.948.885	0,48%
2013	28.984.441	11.057.003	19.312.156	7.841.985	3.098.625	70.294.210	6,59%
2014	32.475.644	13.777.785	24.671.148	8.411.076	3.891.843	83.227.296	18,40%
2015	36.268.936	15.628.153	26.635.592	8.976.554	4.450.688	91.960.922	10,49%
2016	36.293.845	16.057.072	28.337.552	9.005.299	4.654.778	94.348.546	2,60%
Variación	0,07%	2,74%	6,39%	0,32%	4,59%	2,60%	

[Firma manuscrita]



Relacionando la recaudación con la facturación, sin incluir subsidios en los dos casos, resulta un índice de recaudación del 95,89 % (cuadro N° 4.3.3), valor que refleja un comportamiento atípico debido a que, a partir del mes de octubre se implantó el sistema comercial único, el cual, como todo sistema demanda de una etapa de estabilización, lo que ha ocasionado retrasos para obtener la información necesaria para hacer gestión de cartera.

Cuadro N° 4.3.3 – Índice de Recaudación – Sin subsidios [%]



4.4. SUBSIDIOS E INCENTIVO PEC

El Estado ecuatoriano otorga diferentes subsidios a los clientes que están dentro de la tarifa residencial, entre los que están: la tarifa de la dignidad (para los que tienen consumos mensuales menores a 110 kWh/mes en las empresas distribuidoras de la Sierra y 130 kWh/mes en las de la Costa, Oriente y Región Insular, debiéndose aclarar que en nuestro caso se aplica el régimen de costa solamente para el cantón La Troncal), ley orgánica de discapacidades, ley del anciano o tercera edad.

Cuadro N° 4.4.1 – Subsidios e Incentivo PEC

Subsidio	Clientes Tarifa Residencial			
	331.433	Participación	\$ 43.381.513	Participación
T. Dignidad	135.578	40,91%	\$ 3.620.818	8,35%
L. Discapacidad	4.885	1,47%	\$ 468.862	1,08%
3 Edad	12.050	3,64%	\$ 601.276	1,39%
Incentivo PEC	11.934	3,62%	\$ 367.728	0,85%

Nota: estos valores pueden tener ligeras variaciones una vez que se haga la conciliación con la ARCONEL.

Además se concede un incentivo a los clientes que se suman al programa de cocción eficiente y calentamiento de agua (PEC), entregándoles a costo cero 80 y 20 kWh/mes, respectivamente.

4.5. DEUDA DE LOS CLIENTES

La deuda total al cierre del año 2016, en relación a la del 2015, creció en 108,13 %, pasando de \$ 4.807.913 a \$ 10.006.608. La cartera vencida (deuda mayor a 30 días), a diciembre de 2016 fue de \$ 5.107.219, en tanto que al mismo mes de 2015, se tenía \$ 1.959.892, dando como resultado un incremento del 160,59 % (\$ 3.147.327). Al respecto, en el numeral 4.3. se expuso una breve explicación sobre las causas de este comportamiento.

Si se relaciona la cartera vencida mayor a 30 días con la facturación mensual promedio, en el año 2016 ésta representa el 59,21 %, en tanto que en el 2015 fue 24,16 %, es decir, que hubo un incremento del 35,05 % (cuadro N° 4.5.1).

Cuadro N° 4.5.1 Cartera Vencida General [\$]

Descripción	31 / Diciembre / 2015		31 / Diciembre / 2016		Variación
	Valor	%	Valor	%	Valor
En Gestión de Cobro (Hasta 30 Días)	2.848.021	59,24%	4.899.389	48,96%	72,03%
Cartera Vencida General (Mayor 30 días)	1.959.892	40,76%	5.107.219	51,04%	160,59%
Deuda General Total	4.807.913	100,00%	10.006.608	100,00%	108,13%
Facturación Promedio Mensual [\$]	8.110.651		8.625.088		6,34%
Cartera Vencida / Factu. Prom. Mensual		24,16%		59,21%	35,05%

El sector residencial registra la mayor deuda, con una participación del 55,83 % (\$ 5.587.155), deuda que se desglosa en 49,10 % (\$ 2.743.325) menor a 30 días y 50,90 % (\$ 2.843.830) mayor a 30 días. Las categorías "Industrial", "Asistencia Social" y "Entidades Oficiales" con el 255,70 % (\$ 984.499), 229,90 % (\$ 471.145) y 114,58 % (277.040), respectivamente, en ese orden registran los mayores incrementos en la deuda. La categoría "Varios" si bien tuvo un incremento relativo del 254,58 %, éste representa apenas \$ 34.800 (cuadro N° 4.5.2).

Cuadro N° 4.5.2 Deuda General Total - Categoría de Consumo [\$]

Categoría	31 / Diciembre / 2015			31 / Diciembre / 2016			Variación
	< 30 días	> 30 días	Total	< 30 días	> 30 días	Total	
	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor	Valor
Residencial	1.767.506	1.221.941	2.989.445	2.743.325	2.843.830	5.587.155	86,90%
Comercial	503.152	180.904	684.056	864.086	650.981	1.515.067	121,48%
Industrial	289.274	95.748	385.022	920.083	449.437	1.369.521	255,70%
Asistencia social	110.438	94.500	204.938	111.781	564.302	676.083	229,90%
Locales deportivos	20.706	268.250	288.957	21.206	270.281	291.487	0,89%
Entidades oficiales	144.964	96.822	241.786	214.269	304.533	518.803	114,58%
Varios	11.983	1.587	13.569	24.615	21.855	46.469	254,58%
Total	2.848.021	1.959.892	4.807.913	4.899.389	5.107.219	10.006.608	108,13%

INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2016

CAPÍTULO 5

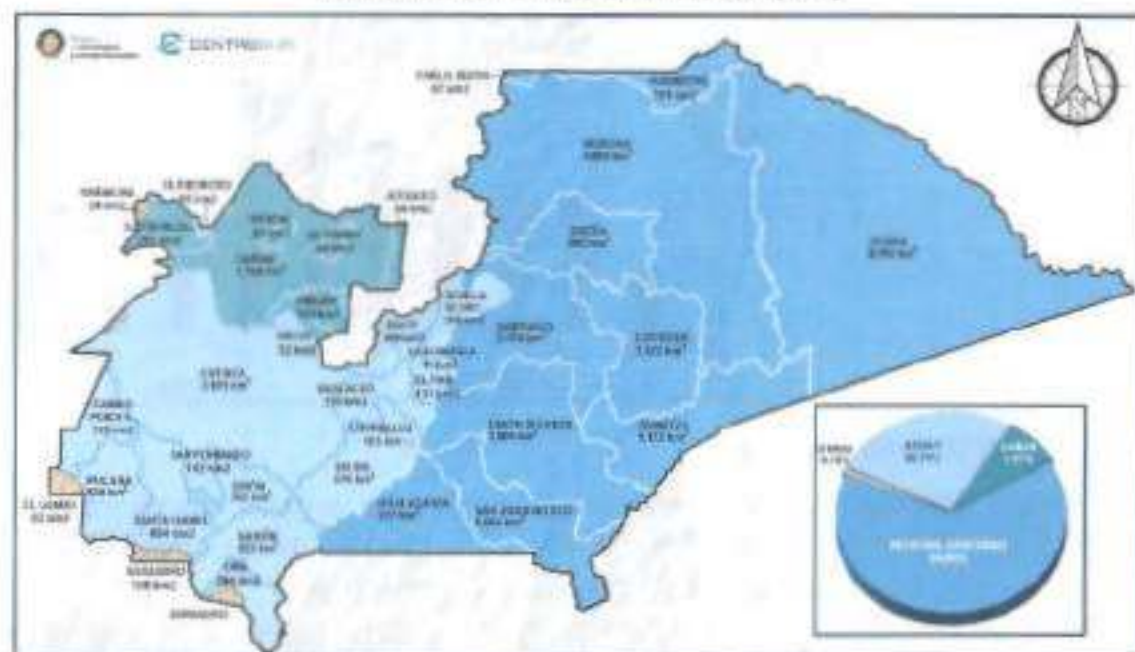
EL SISTEMA ELÉCTRICO

EL SISTEMA ELÉCTRICO

5.1. ÁREA DE CONCESIÓN

El área de concesión es de 30.273 km², según los datos publicados por la ARCONEL, de la cual el 54,96 % pertenece a la provincia de Morona Santiago (19.666 km²), el Azuay representa el 26,19 % (7.928 km²), Cañar tiene un 8,07 % (2.443 km²) y finalmente "Otros" que son cantones parcialmente cubiertos como Naranjal, El Guabo, Saraguro y Zona no Delimitada (El Piedrero) que representan el 0,78 % (235 km²), (gráfico N° 5.1).

Gráfico N° 5.1 – Área de concesión [km²]



La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. tiene su matriz ubicada en Cuenca, 14 agencias y 10 oficinas, distribuidas en su área de concesión, para atender a sus 375.538 clientes (cuadro N° 5.1.1).

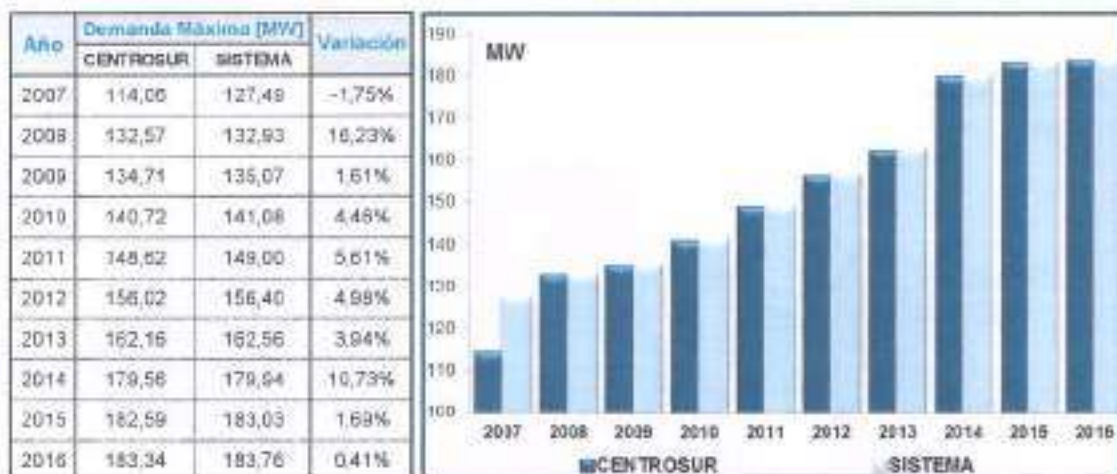
Cuadro N° 5.1.1 – Agencias y Oficinas

AZUAY Y CAÑAR					MORONA SANTIAGO				
Zona	Agencia	Clientes	Oficina	Clientes	Zona	Agencia	Clientes	Oficina	Clientes
1	Matriz	206.015			A	Morona	13.040	Tasha	3.288
	Bibán	9.595				Sucúa	7.217		
	Cañar	23.744			B	Méndez	2.634	Trinita	1.293
	Suscal	1.791				Limón	3.389	San Juan Bosco	1.956
	La Troncal	17.190			Total	4	27.080	3	6.537
				Molituro					1.991
2	Paute	14.215	Benita de Oro	2.072					
	Guilaceo	23.284							
	Sigüigüi	12.012							
3	Nabón	6.953	Ofra	2.056					
	Girón	6.362	San Fernando	1.819					
	Santa Isabel	8.883	Pucará	1.672					
			San Gerardo	1.162					
			Chaucho	532					
Total	10	330.014	7	11.907					

5.2. DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE

En el periodo enero a diciembre de 2016, la potencia máxima coincidente, requerida por los clientes regulados, en puntos de entrega, fue de 183,34 MW (cuadro N° 5.2); valor ocurrido el día jueves 20 de octubre, a las 19:00. La demanda máxima del sistema CENTROSUR, esto es, sumadas las demandas coincidentes de los clientes regulados y de terceros (ENERMAX, COAZUCAR e HIDROSANBARTOLO), fue 183,76 MW.

Cuadro N° 5.2 – Demanda máxima [MW]

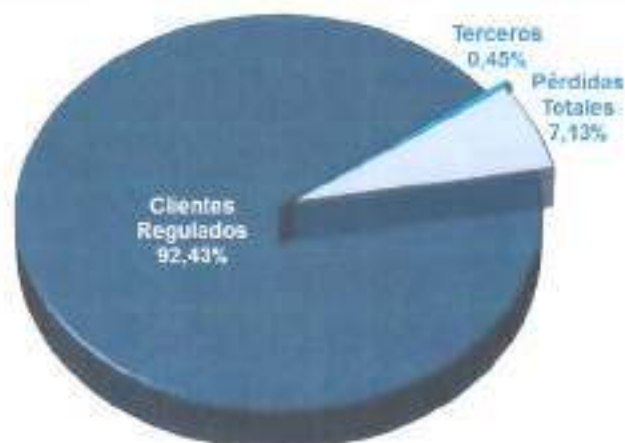


5.3. BALANCE ENERGÉTICO

La energía total requerida, o energía disponible, incluidos terceros, fue de 1.078.266 MWh, 0,83 % mayor que la disponible en el año 2015 (1.069.377 MWh), cuadro N° 5.3.

Cuadro N° 5.3 – Balance energético [MWh]

Concepto	2008	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variac.
Energía Disponible del Sistema - Fuentes	728.582	788.590	838.975	886.382	930.758	1.018.608	1.069.377	1.078.266	0,83%
Recibida del S.N.J.	727.134	778.986	838.925	888.401	930.940	1.015.587	1.087.224	1.075.907	0,81%
Comprada a E.E. Distribuidores	-	-	-	-	-	1.750	1.473	1.632	10,84%
Energía no incorporada al MEM	552	390	50	863	1.485	1.272	680	727	6,92%
Comprada a Autogeneradores	1.297	814	-	-	-	-	-	-	-
Ventida o transferida a E.E. Distribuidores	-	-	-	(2.382)	(1.689)	-	-	-	-
Energía Distribuida - Usos	885.121	725.792	782.328	826.579	871.029	937.485	989.562	1.001.413	1,20%
Terceros	2.094	2.167	2.236	2.292	2.296	2.262	4.365	4.803	10,14%
Consumo clientes regulados	583.027	721.624	780.090	824.318	866.730	935.224	985.167	996.606	1,16%
Pérdidas Totales	43.881	59.389	58.600	50.402	59.728	81.124	79.829	76.853	-3,72%



La energía distribuida fue de 1.001.413 MWh, con un incremento del 1,20 % respecto al año anterior. Esta energía está compuesta por el 0,48 % de terceros (ENERMAX: 2.134 MWh, GRAN AKÍ: 463 MWh y COAZUCAR: 2.211) y el 99,52 % de los clientes regulados (996.606 MWh).

5.4. COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía eléctrica en el año 2016 representaron el 7,13 % de la energía total del sistema (1.078.266 MWh), según se muestra en el cuadro N° 5.4; esto significa 76.853 MWh, desglosados en pérdidas técnicas, con 66.537 MWh y no técnicas con 10.315 MWh. En el cuadro N° 5.4 se muestra la evolución de este indicador.

Cuadro N° 5.4 – Pérdidas de energía [%]

Concepto	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variac.
Pérdidas Técnicas	42.033	44.987	47.976	51.584	54.967	62.316	64.280	66.537	3,51%
% Pérdidas Técnicas	5,77	5,77	5,72	5,82	5,91	6,12	6,01	6,17	2,68%
Pérdidas No técnicas	1.826	11.401	6.374	6.815	4.729	18.867	15.545	10.315	-33,64%
% Pérdidas No Técnicas	0,25	1,46	1,03	0,99	0,51	1,85	1,45	0,96	-34,19%
Pérdidas Totales	43.861	56.388	54.350	58.402	59.728	81.184	79.825	76.853	-3,72%
% Pérdidas Totales	6,02	7,23	6,75	6,81	6,42	7,66	7,46	7,13	-4,52%

5.5. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

5.5.1. Sistema de Distribución

El crecimiento de la infraestructura del sistema de distribución se puede evidenciar en el cuadro N° 5.5.1 y en los gráficos N° 5.5.1.1, 5.5.1.2 y 5.5.1.3; debiéndose destacar el incremento del 9,18 % en la capacidad instalada en los transformadores de distribución, fruto del trabajo de reforzamiento de la red que se viene ejecutando con miras a viabilizar el programa de cocción eficiente.

Cuadro N° 5.5.1 – Sistema de distribución: M/T y B/T.

Año	Transformadores		Longitud de Líneas [kms]		Alumbrado Público	
	Potencia [MVA]	Cantidad	M/T	B/T	Potencia [kW]	Cantidad
2007	385	13.092	6.514	13.507	9.646	59.489
2008	404	13.895	6.813	14.119	10.902	67.444
2009	422	14.614	7.067	14.485	12.035	73.552
2010	445	15.424	7.392	14.920	12.951	78.537
2011	466	16.002	7.543	15.330	13.663	83.190
2012	488	16.564	7.681	15.529	14.272	86.645
2013	521	17.454	7.969	16.062	16.066	95.798
2014	574	19.488	8.698	16.823	18.182	107.227
2015	618	20.473	8.928	17.145	19.225	112.315
2016	675	21.557	9.130	17.447	19.822	115.560
Variación	9,18%	8,29%	2,26%	1,76%	3,11%	2,89%

Gráfico N° 5.5.1.1 – Transformadores de distribución



Gráfico N° 5.5.1.2 – Líneas de distribución [km]

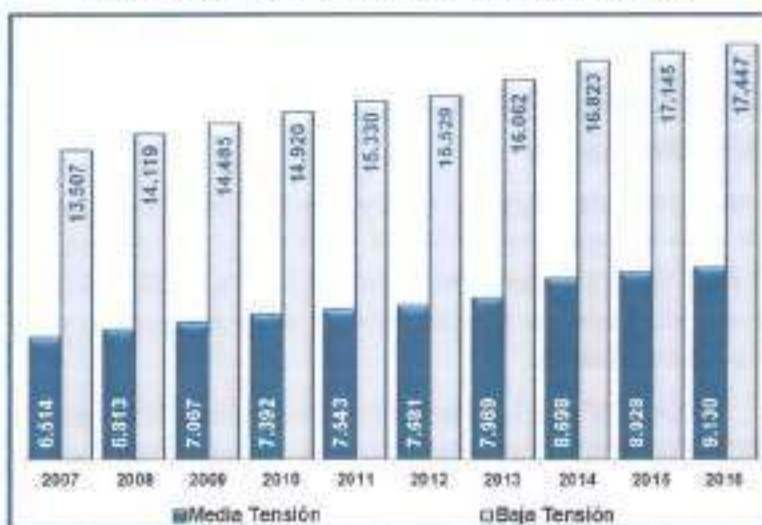
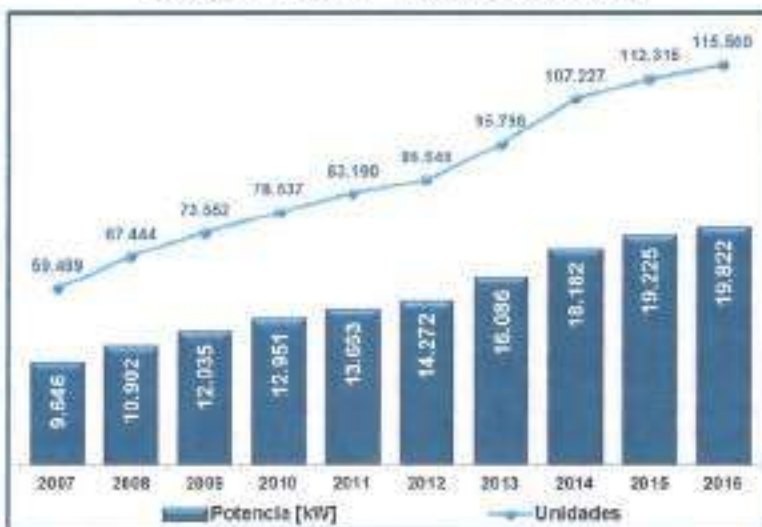


Gráfico N° 5.5.1.3 – Alumbrado público



5.5.2. Subtransmisión

Al 31 de diciembre de 2016, el sistema eléctrico de potencia contaba con una capacidad instalada en transformadores de 377,50 MVA, con incremento de 20,80 % (65 MVA) con respecto al año anterior (312,50 MVA), crecimiento que de igual forma es consecuencia de la ejecución de diferentes programas de reforzamiento que impulsa el MEER.

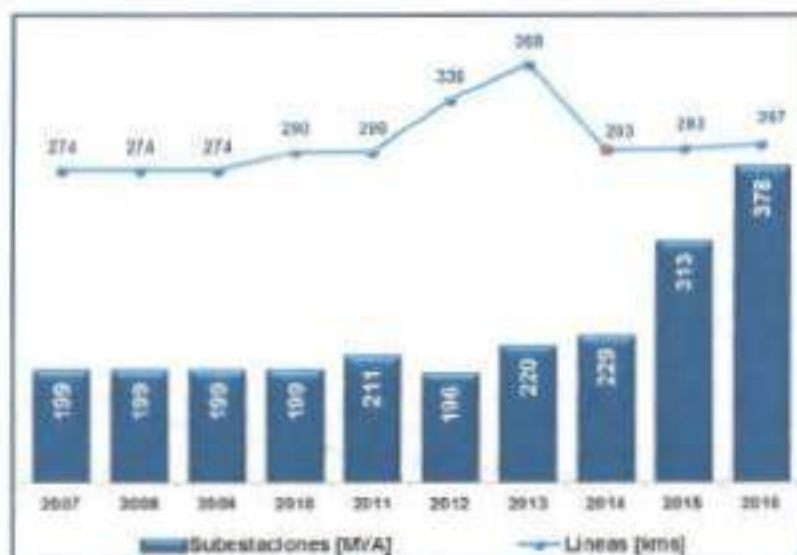
En líneas de subtransmisión se alcanzó los 297,34 kms, con un incremento del 1,36 % (3,99 kms) en relación al 2015 (293,35 kms), debido al ingreso de la línea subterránea SE08 Turi – SE02 Centenario. El detalle se indica en el cuadro N° 5.5.2.

Cuadro N° 5.5.2 – Subtransmisión

Año	Potencia en Subestaciones		Longitud en Líneas	
	MVA	Variación	kms	Variación
2007	198,50	→ 0,00%	274,13	→ 0,00%
2008	198,50	→ 0,00%	274,13	→ 0,00%
2009	198,50	→ 0,00%	274,13	→ 0,00%
2010	198,50	→ 0,00%	290,25	↑ 5,88%
2011	211,00	↑ 6,30%	290,25	→ 0,00%
2012	198,00	↓ -7,11%	335,84	↑ 15,71%
2013	220,00	↑ 12,24%	367,51	↑ 9,43%
2014	228,50	↑ 3,86%	292,66	↓ -20,37%
2015	312,50	↑ 36,76%	293,35	↑ 0,23%
2016	377,50	↑ 20,80%	297,34	↑ 1,36%

Cabe aclarar que la capacidad instalada en subestaciones, se refiere a la sumatoria de la capacidad nominal de los transformadores de potencia.

Gráfico N° 5.5.2 – Subtransmisión



- Se transfirieron las líneas del sistema de Morona Santiago a CELEC EP UN Transeléctric.

5.6. CENTROSUR A NIVEL NACIONAL

En el cuadro 5.6.1 se muestra un resumen de algunos parámetros que reflejan la participación de la Empresa en el contexto nacional: la cantidad de clientes equivale al 7,63 % del total nacional, en tanto que la demanda de potencia el 5,09 %, la energía disponible el 4,89 % y las pérdidas de energía el 2,86 %. (La información nacional fue tomada de ARCONEL, www.regulacionelectrica.gob.ec).

Cuadro N° 5.6.1 – CENTROSUR a nivel nacional

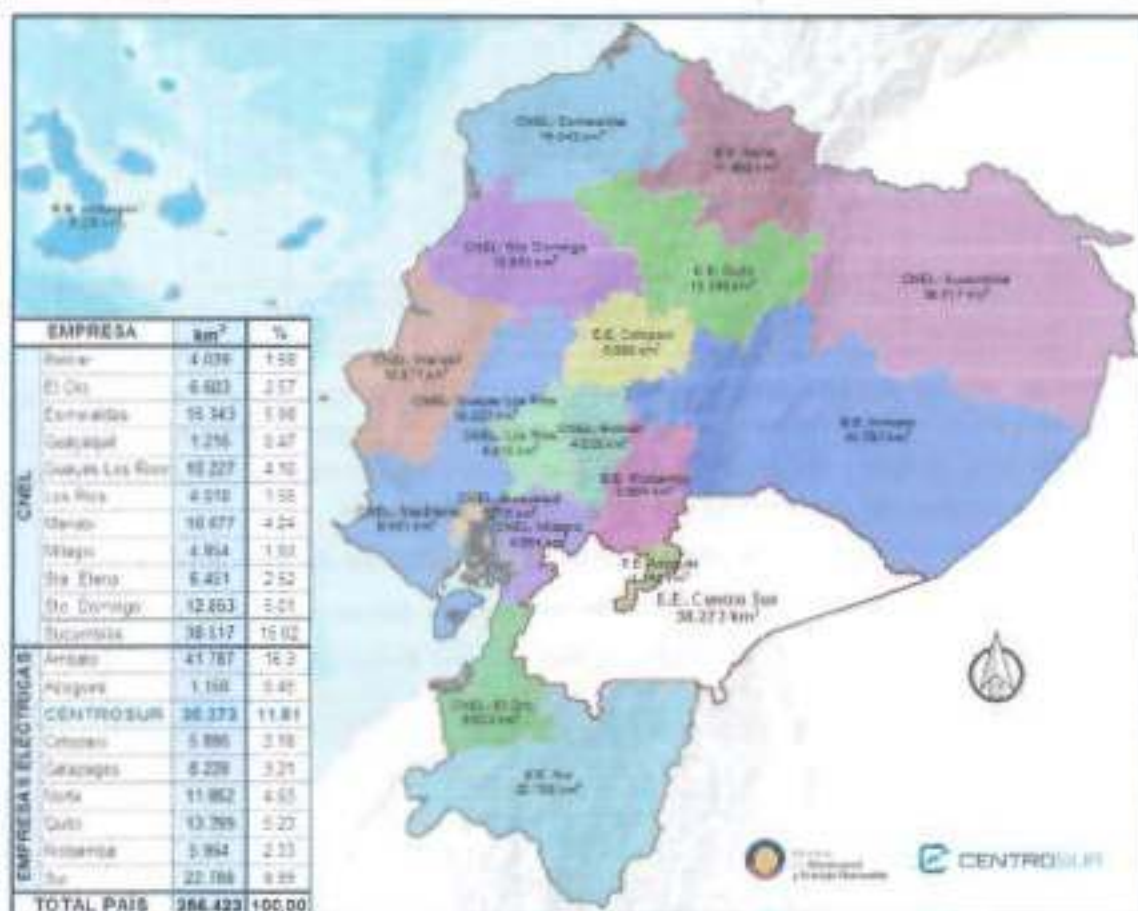
Concepto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Cientes (Cantidad)										
CENTROSUR	265.447	277.092	268.885	300.480	312.603	325.370	334.854	362.406	369.758	375.536
Nacional	3.370.914	3.553.493	3.746.649	3.951.934	4.109.478	4.368.510	4.574.351	4.664.673	4.811.045	4.924.852
Participación	7,99%	7,80%	7,71%	7,60%	7,46%	7,40%	7,32%	7,72%	7,69%	7,63%
Demanda Máxima de Potencia (MW)										
CENTROSUR	114	133	135	141	149	156	162	180	183	183
Nacional	2.614	2.613	2.584	2.899	3.075	3.166	3.308	3.484	3.646	3.603
Participación	4,36%	5,07%	5,21%	4,86%	4,83%	4,93%	4,90%	5,15%	5,01%	5,09%
Energía Disponible (GWh)										
CENTROSUR	656	693	727	778	837	885	934	1.019	1.069	1.076
Nacional	14.426	15.260	15.979	16.824	17.883	18.721	19.538	20.527	21.995	22.042
Participación	4,55%	4,54%	4,55%	4,62%	4,68%	4,73%	4,78%	4,87%	4,86%	4,89%
Pérdidas de Energía (MWh)										
CENTROSUR	95.375	48.568	43.851	55.390	56.650	60.402	63.109	81.124	79.825	76.853
Nacional	3.089.831	2.993.076	2.765.265	2.747.426	2.634.080	2.546.056	2.465.261	2.590.093	2.664.370	2.690.941
Participación	2,12%	1,62%	1,59%	2,05%	2,15%	2,37%	2,56%	3,13%	3,00%	2,86%
Pérdidas de Energía (%)										
CENTROSUR	9,44	6,75	6,02	7,23	6,75	5,81	6,76	7,96	7,46	7,13
Nacional	21,42	19,61	17,31	16,33	14,73	13,60	12,62	12,38	12,11	12,21

Gráfico N° 5.6.1 – CENTROSUR a nivel nacional





Gráfico N° 5.6.1 – Áreas de concesión de las empresas distribuidoras



El área de concesión abarca el 11,81 % (30.273 km²) del territorio nacional ecuatoriano (256.423 km²), de acuerdo a la información proporcionada por la ARCONEL (gráfico N° 5.6.1). Está conformado por las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago, con excepción de los cantones Azogues y Déleg en la provincia del Cañar; Huamboy, Pablo Sexto y Gualaquiza en la provincia de Morona Santiago, en los cuales brinda su servicio de forma parcial. Además, atiende en parte de las provincias: El Oro (El Guabo), Loja (Saraguro), Guayas (Naranjal) y una Zona no Delimitada (El Piedrero).

5.7. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

5.7.1. Calidad del Producto

Durante el año 2016 se ha efectuado 36 mediciones de la calidad del producto en subestaciones, 385 en transformadores de distribución, 725 en usuarios de media tensión y 474 en usuarios finales, dando un total de 1.620 mediciones, cumpliendo así los requerimientos normativos.

Cuadro N° 5.7.1 Reporte de mediciones de calidad del producto

ITEM	Subestaciones			Transformadores							Usuarios MT y AT			Usuarios Finales		
	DV		Total	DV		FLICKER		THD		Total	FP		Total	DV		Total
	SI	NO		SI	NO	SI	NO	SI	NO		SI	NO				
Cumplimiento	SI	NO		SI	NO	SI	NO	SI	NO		SI	NO		SI	NO	
Enero	3	0	3	29	2	29	2	29	2	31	21	40	61	33	0	33
Febrero	3	0	3	33	0	30	3	33	0	33	21	42	63	42	0	42
Marzo	3	0	3	32	0	28	4	32	0	32	14	46	60	40	1	41
Abril	3	0	3	31	1	30	2	30	2	32	28	32	60	40	1	41
Mayo	3	0	3	29	1	29	2	26	1	27	20	41	61	35	1	36
Junio	3	0	3	32	0	31	1	32	0	32	14	45	59	42	1	43
Julio	3	0	3	35	0	34	1	28	7	35	12	48	60	33	3	36
Agosto	3	0	3	32	0	31	1	32	0	32	19	42	61	43	1	44
Septiembre	3	0	3	28	1	26	3	28	1	29	10	50	60	44	0	44
Octubre	3	0	3	32	2	33	1	31	3	34	18	42	60	34	2	36
Noviembre	3	0	3	33	0	31	2	31	2	33	25	35	60	38	1	39
Diciembre	3	0	3	35	0	31	4	34	1	35	13	47	60	39	0	39
Total	36	0	36	378	7	385	16	366	19	385	215	510	725	483	11	474
%Cumplimiento	100,00%			98,18%		93,25%		95,06%			29,66%			97,68%		

Como se puede observar en el cuadro N° 5.7.1, de las mediciones realizadas, los parámetros que son de responsabilidad de la distribuidora registran altos cumplimientos; en tanto que, el factor de potencia (FP), que obedece al comportamiento de la carga interna del usuario de alto y medio voltaje, muestra deficiencias.

5.7.2. Calidad del Servicio Técnico a Nivel de Cabecera de Alimentador

Cuadro N° 5.7.2.1 FMIK y TTIK en cabecera de alimentador [Año móvil]

Año 2016	Frecuencia Media de Interrupción [FMIK] Cabecera Alimentador - Año Móvil			Tiempo Total de Interrupción [TTIK] Cabecera Alimentador - Año Móvil		
	Con Transmisor	Sin Transmisor	Meta MEER	Con Transmisor	Sin Transmisor	Meta MEER
Enero	5,08	2,65	4,00	3,65	2,30	4,71
Febrero	4,96	2,57	4,00	3,65	2,27	4,71
Marzo	4,97	2,57	4,00	3,68	2,29	4,71
Abril	5,17	2,37	4,00	3,90	2,21	4,71
Mayo	5,32	2,48	4,00	4,10	2,42	4,71
Junio	5,48	2,45	4,00	4,43	2,41	4,71
Julio	5,58	2,62	4,00	4,49	2,48	4,71
Agosto	5,51	2,60	4,00	4,39	2,39	4,71
Septiembre	4,80	2,50	4,00	3,80	2,00	4,71
Octubre	4,92	2,67	4,00	3,79	2,18	4,71
Noviembre	4,78	2,89	4,00	3,46	2,16	4,71
Diciembre	4,58	3,05	4,00	3,46	2,33	4,71

Los índices registrados a diciembre de 2016, para la Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado (FMIK) y el Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado (TTIK), a nivel de cabecera de alimentador, incluyendo el transmisor, fueron 4,56 veces y 3,46 horas, y sin transmisor 3,06 veces y 2,33 horas, respectivamente.

En los cuadros 5.7.2.1 y los gráficos 5.7.2.1 y 5.7.2.2 se muestra el comportamiento de estos indicadores, con y sin el transmisor, observándose que la incidencia de este último es significativa.

Gráfico N° 5.7.2.1 FMIK en cabecera de alimentador [Año móvil]



Gráfico N° 5.7.2.2 TTIK en cabecera de alimentador [Año móvil]



INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2016

CAPÍTULO 6

SITUACIÓN ECONÓMICA FINANCIERA

SITUACIÓN ECONÓMICA - FINANCIERA

6.1. INGRESOS

Para el análisis, los ingresos totales (cuadro N° 6.1.1) se ha clasificado en ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos. Dentro de los primeros se registran los valores correspondientes a:

- Facturados por venta de energía: resultan de la aplicación de los cargos tarifarios a los diferentes segmentos de consumo.
- Ingresos por no venta de energía, incluye venta de materiales y otros por servicios prestados (déficit tarifario, peajes, arriendo de postes, penalizaciones, liquidaciones del mercado ocasional, honorarios, materiales, etc.).
- Los provenientes de la comercialización de servicios de telecomunicaciones.

Los otros ingresos corresponden a aquellos ajenos a la operación, tales como: multas a contratistas, valores recibidos en recompensa a daños en propiedades, servicios a terceros, diferencia en inventarios recuperados, entre otros.

Cuadro N° 6.1.1 – Ingresos (\$)

AÑO	ACTIVIDADES ORDINARIAS				OTROS INGRESOS	TOTALES
	Venta Energía	No Venta Energía	Telecomunicaciones	TOTAL		
2012	70.100.201	10.659.463	2.017.447	82.777.102	1.664.094	84.341.196
2013	73.577.427	18.233.753	1.571.584	93.382.763	1.334.705	94.717.472
2014	88.413.750	8.847.875	903.218	99.964.843	1.488.381	97.453.230
2015	97.246.142	7.248.257	677.248	105.171.645	927.551	106.099.196
2016	102.910.701	6.248.749	890.311	110.015.761	1.005.283	111.021.045
Variación	8,22%	-13,99%	26,44%	4,31%	73,07%	5,20%
Participación	93,55%	5,67%	0,78%	99,56%	1,44%	100,00%



Los ingresos totales registraron un incremento del 5,20 % respecto del año 2015, de éstos, el 98,56 % corresponden a ingresos por actividades ordinarias y el 1,44 % a otros ingresos ajenos a la operación. Al desglosar los ingresos ordinarios y compararlos con los

obtenidos en el año anterior se concluye que el rubro venta de energía se incrementó en un 5,83 %, tasa que es mayor al crecimiento energético de consumo (1,16 % en relación al 2015), debido principalmente al ajuste del pliego tarifario desde enero de 2016 a los sectores comercial e industrial. Los que no corresponden a venta de energía se redujeron en el 13,90 %, debido a la disminución del déficit tarifario, penalizaciones, entre otros; mientras que, los asociados a los servicios de transporte de datos e internet crecieron en el 26,44 %. Finalmente, los otros ingresos se incrementaron en el orden del 1,44 %.

Respecto del déficit tarifario se debe señalar que, de los cálculos reportados a la ARCONEL, sobre la base de las liquidaciones de las transacciones por compra de energía, dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, los reportes de venta de energía del sistema comercial y el VAD definido para la distribuidora, se obtuvo como resultado \$ 38.143.

En el mes de mayo de 2016, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable dispuso que determinados recursos sobrantes, luego de la liquidación por energía, en el mercado eléctrico mayorista, sean utilizados para cubrir las deudas por déficit tarifario del año 2015; correspondiéndole a la CENTROSUR \$ 1.332.162.

Cuadro N° 6.1.2 – Déficit Tarifario [\$]

Año	Déficit Tarifario	Asignaciones MEER		Total
		[\$]	[%]	
2011	14.276.346	7.066.975	56,00%	8.311.471
2012	6.481.519	-	-	6.481.519
2013	13.966.992	1.244.188	8,91%	12.724.804
2014	6.414.539	3.112.769	48,53%	3.301.769
2015	1.966.169	1.332.162	67,75%	634.007
2016	38.143			38.143
Total	43.147.708	13.555.995	31,65%	29.491.713
Compensación MINPIN-STN-2015-4578-O (30/10/2015)				14.276.592
Deuda				15.215.321

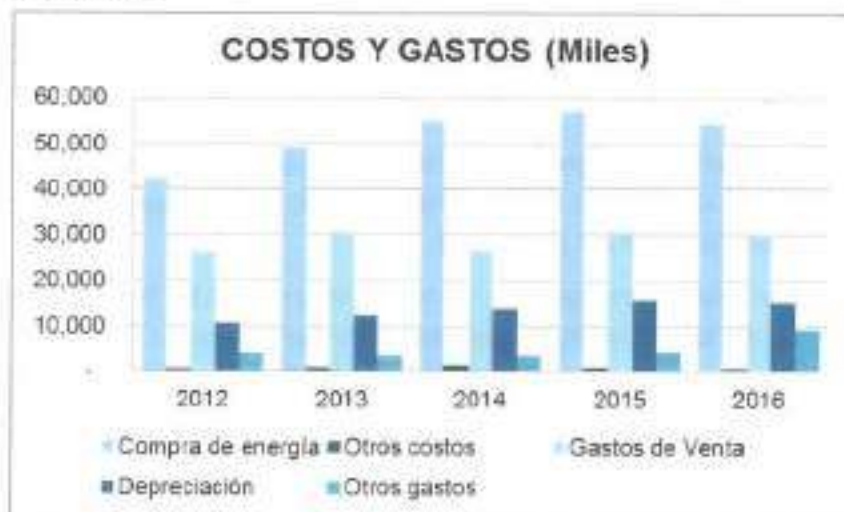
6.2. COSTOS Y GASTOS

Cuadro N° 6.2.1 – Costos y Gastos Totales [\$]

AÑO	COSTOS				GASTOS					TOTAL
	Compra de energía	Telecom.	Manutención	SUBTOTAL	Gastos de Venta	Deprec.	Gastos Administrativos	Gastos Financieros	SUBTOTAL	
2012	42.200.505	422.969	267.195	42.890.670	20.333.412	16.534.893	3.714.032	99.973	40.642.609	83.633.488
2013	49.372.579	444.825	430.751	50.248.155	30.321.549	12.301.381	7.385.436	35.940	49.944.673	99.893.419
2014	54.769.262	542.485	1.092.132	56.403.879	26.553.665	13.835.402	3.212.224	24.977	43.725.268	99.809.245
2015	57.501.792	389.140	200.610	58.091.542	20.551.235	15.833.645	3.417.548	739.048	50.531.480	108.423.121
2016	54.368.049	258.916	376.689	55.003.755	36.134.110	15.192.062	5.717.387	3.581.835	54.626.192	109.629.947
Varación	4,62%	-35,30%	-2,57%	4,32%	-1,99%	-4,07%	67,30%	288,62%	7,38%	1,11%
Participación	98,33%	0,87%	0,80%	99,97%	92,17%	27,81%	10,67%	0,50%	43,02%	100,00%

Los costos y gastos totales, cuadro N° 6.2.1, suman \$ 109.626.147, con un incremento del 1,11 % respecto a los del año 2015, con el siguiente desglose:

- Costos: representan el 50,17 % (\$ 55.000.755), incluyen la compra de energía, servicios de telecomunicaciones y materiales; registran una disminución del 4,82 % respecto del año anterior.
- Gastos: representan el 49,83 % (\$ 54.625.392), con un incremento del 7,88 % respecto del 2015.



Los gastos financieros, con un peso del 6,56 %, muestran un crecimiento significativo del 388,92%, como consecuencia del registro de la provisión por desmantelamiento y remediación ambiental (\$ 3.543.563).

Cuadro N° 6.2.2 – Composición de los Costos y Gastos [\$]

CONCEPTO	2015		2016		Variación
	[\$]	[%]	[\$]	[%]	
Costos totales	57.787.542	53,30%	55.000.755	50,17%	-4,82%
Compra de energía (SE)	52.004.231	89,99%	49.560.134	90,11%	-4,70%
Compra de energía (SAPD)	4.997.561	8,65%	4.805.806	8,74%	-3,83%
Costos por telecomunicaciones	399.140	0,69%	258.056	0,47%	-35,35%
Costos de materiales	355.142	0,61%	355.555	0,67%	+0,55%
Costos de generación	469	0,00%	8.104	0,01%	1629,04%
Gastos de ventas	46.484.183	42,87%	45.325.170	41,38%	-2,49%
Mano de obra	21.903.550	47,12%	20.438.490	45,09%	-6,70%
Servicios	3.152.288	6,78%	3.505.403	7,73%	11,20%
Materiales	2.583.276	5,58%	2.888.448	6,37%	11,81%
Gasto servicios de comercialización	2.840.631	6,11%	3.033.561	6,69%	6,78%
Gasto depreciación planta y equipo	15.833.649	34,05%	15.192.060	33,52%	-4,05%
Otros gastos	171.582	0,37%	270.206	0,60%	57,48%
Gastos administrativos	3.417.548	3,15%	5.717.387	5,22%	67,30%
Gastos financieros	733.048	0,88%	3.581.835	3,27%	388,92%
TOTAL	188.423.121	100,00%	186.625.147	100,00%	-1,11%

En el cuadro N° 6.2.2 se muestra la composición de los costos y gastos, detallado de acuerdo a sus principales conceptos, pudiéndose observar algunas variaciones importantes con respecto al año anterior, las que se deben a:

- La reducción del rubro compra de energía, tanto para el servicio eléctrico (4,70 %), como para el alumbrado público (3,83 %), responde principalmente a la participación en el mercado de las nuevas plantas generadoras hidroeléctricas.

9 2 4

- Los costos para telecomunicaciones disminuyeron en el 35,35 %, situación que se explica por la resolución de no continuar brindando este servicio.
- El decremento del rubro costo de materiales (- 4,55 %) obedece a la reducción de las cuentas "Costo de materiales nuevos" en \$ 33.359,52 y "Costo Circuito Expreso" en \$ 52.235,48.
- La mano de obra, incluyendo las obligaciones de ley y las provisiones por jubilación patronal, desahucio y bono de retiro, registra una disminución de \$ 1.467.069, debido principalmente a la reducción de la provisión por "jubilación patronal".
- Los gastos por servicios registran un crecimiento del 11,20 % debido, especialmente, al incremento de las cuentas de mantenimiento de: redes, acometidas, subestaciones, alumbrado público, entre las principales.
- Los gastos por materiales registran un crecimiento del 11,81 % debido, en gran parte, al incremento de la cuenta "materiales mantenimiento redes".
- Los gastos relacionados con los servicios de comercialización registran un crecimiento del 6,79 %, debido al incremento de los montos para los contratos de toma de lecturas y cortes, entre otros.
- Los gastos por depreciación registran una disminución del 4,05 %, debido a la aplicación de los resultados del estudio valoración de las propiedades planta y equipos, incluyendo la estimación por desmantelamiento, con corte a junio de 2016.

6.3. RESULTADOS DEL PERÍODO

Al obtener la diferencia entre los ingresos y el total de costos y gastos, incluyendo el registro de la depreciación y provisiones, se obtiene un superávit de \$ 1.994.898, evidenciando un mejor resultado que el obtenido en el año 2015, en el cual este valor fue negativo (- \$ 2.323.925)

Cuadro N° 6.3.1 – Estado de Resultados [\$]

CONCEPTO	2015	2016	Variación	
	[\$]	[\$]	[\$]	[%]
Ingresos ordinarios	101.993.835	108.288.536	6.294.701	6,2%
Costo de ventas	57.787.542	55.000.755	-2.786.786	-4,8%
Margen bruto	44.206.293	53.287.780	9.081.487	20,5%
Mano de obra	18.564.632	18.796.721	232.089	1,3%
Materiales	2.583.276	2.888.448	305.172	11,8%
Otros gastos	9.615.154	9.785.128	169.974	1,8%
Resultado operacional	13.443.230	21.817.482	8.374.252	62,3%
Otros ingresos	4.105.362	3.332.509	-772.853	-18,8%
Resultado antes de dep. y prov.	17.548.592	25.149.991	7.601.399	43,3%
Depreciaciones	15.833.649	15.192.060	-641.589	-4,1%
Resultado antes de provisiones	1.714.943	9.957.932	8.242.988	480,7%
Provisiones	4.038.868	7.963.034	3.924.166	97,2%
Resultado del ejercicio	-2.323.925	1.994.898	4.318.822	-185,8%

[Handwritten signature]

6.4. EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DE INGRESOS Y GASTOS

El cuadro N° 6.4 relaciona los ingresos y gastos efectivamente ejecutados (estado de resultados) con los presupuestados para el año 2016, evidenciándose un acierto presupuestario en la mayor parte de sus componentes.

- El resultado antes de depreciación y provisiones asciende a \$ 22.371.156, esto es, el 109 % de lo presupuesto.
- Al incluir el valor de depreciación se obtiene un resultado positivo de \$ 7.179.096, del cual, al retirar los montos que corresponden a provisiones se obtiene un superávit de \$ 1.994.898, siendo el 57,9% de lo previsto.

Cuadro N° 6.4 – Comparación Presupuesto vs. Estado de Resultados (\$)

CONCEPTO	Presupuesto	Estado de Resultados	Variación	
	(\$)	(\$)	(\$)	(%)
Ingresos ordinarios	107.585.961	108.288.536	702.575	100,7%
Costo de ventas	52.210.000	55.000.765	2.890.765	105,1%
Margen bruto	55.275.961	53.287.770	-1.987.291	96,4%
Meno de obra	20.067.186	18.796.721	-1.270.465	93,7%
Materiales	3.563.709	2.888.468	-675.240	81,1%
Otros gastos	12.207.626	12.563.563	356.335	102,9%
Resultado operacional	19.438.517	19.636.847	197.330	99,0%
Otros ingresos	1.061.800	3.332.509	2.250.709	306,1%
Resultado antes de dep. y prov.	20.518.317	22.371.156	1.852.839	109,0%
Depreciaciones	15.500.000	15.192.060	-307.940	98,0%
Resultado antes de provisiones	5.018.317	7.179.096	2.160.779	143,1%
Provisiones	1.570.000	5.184.199	3.614.199	330,2%
Resultado del ejercicio	3.448.317	1.994.898	-1.453.420	57,9%

6.5. BALANCE CONDENSADO

6.5.1. Activo

El activo total, a diciembre de 2016, sumó \$ 369.650.642, con un incremento del 23,70 % con respecto al año 2015 (cuadro N° 6.5.1).

6.5.2. Activo Corriente

El activo total corriente muestra un crecimiento del 33,51 %, debido especialmente al crecimiento en el efectivo y equivalentes (disponible) y en los financieros (cuentas por cobrar a abonados, entidades oficiales, entre otros).

Cuadro N° 6.5.1 – Balance general – Activos (\$)

AÑO	ACTIVOS						TOTAL
	CORRIENTES					NO CORRIENTES	
	Efectivo y equivalentes	Financieros	Inventarios	Otros activos corrientes	Total Corrientes	Propiedad, planta y equipo, financiamiento y otros	
2012	50.740.489	25.360.540	10.926.577	397.179	75.336.785	161.991.267	237.331.655
2013	10.482.856	34.034.026	25.587.743	496.546	56.596.971	194.396.955	252.976.927
2014	14.489.305	13.288.926	21.010.957	56.675	48.861.863	229.836.457	278.698.322
2015	12.656.789	12.485.940	24.096.257	295.916	49.485.943	249.349.006	298.835.949
2016	26.713.161	18.126.901	20.961.350	210.449	65.071.861	303.578.781	369.650.642
Variación	94,28%	46,71%	11,82%	-25,88%	31,61%	21,75%	23,70%
Participación	31,58%	27,54%	49,73%	0,22%	17,87%	82,12%	100,00%

6.5.3. Activo no Corriente

El activo fijo neto representa el 82,13 % de los activos totales, con un crecimiento del 21,75 %, debido a que fueron liquidados varios proyectos que estaban en construcción.

6.5.4. Pasivo y Patrimonio

El pasivo sumó \$ 84.026,541, con un incremento del 12,93 % con respecto al año anterior (cuadro N° 6.5.2).

Cuadro N° 6.5.2 – Balance general – pasivo y patrimonio [\$]

AÑO	PASIVO			PATRIMONIO	TOTAL PASIVO + PATRIMONIO
	Corriente	No Corriente y Otros	TOTAL		
2012	10,614,113	29,385,769	39,999,882	197,331,174	237,331,055
2013	17,117,958	30,770,794	47,888,752	205,058,175	252,946,927
2014	26,919,186	36,002,404	62,921,591	213,978,732	276,900,322
2015	23,408,235	50,999,495	74,407,730	224,430,319	298,838,048
2016	27,180,514	58,846,027	84,026,541	265,824,101	369,850,642
Variación	16.13%	11.40%	12.93%	27.27%	23.70%
Participación	32.35%	67.65%	22.73%	77.27%	100.00%

- Las deudas de corto plazo (pasivo corriente) representan el 32,35 % del total del pasivo. Los rubros que corresponden a compra de energía, valores de terceros por recaudar y pasivos diferidos son los de mayor representatividad dentro del pasivo corriente.
- El pasivo no corriente y otros representa el 67,65 % del total, con un incremento del 11,46 %. Está conformado por las provisiones (por desahucio, jubilación patronal, bono por retiro voluntario y para remoción y remediación ambiental), documentos y cuentas por pagar, depósitos en garantía, entre los principales rubros.
- El patrimonio de los accionistas, al 31 de diciembre de 2016, es superior en el 27,27 % al de diciembre de 2015.

6.6. LIQUIDACIÓN DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES

Cuadro N° 6.6.1 – Liquidación Presupuestaria [\$]

GRUPO PRESUPUESTARIO	PRESUP. INICIAL 2016	EJECUCIÓN A DICIEMBRE 2016		SALDO	
	[\$]	[\$]	[%]	[\$]	[%]
Acometidas y medidores	2.421.938	3.455.854	142,68%	-1.033.715	-42,68%
Alimentación y redes y cables de distrib.	27.500.732	17.865.128	64,96%	9.635.604	35,04%
Alumbrado público	7.043.365	2.569.403	36,48%	4.473.873	63,52%
Equipo de comunicaciones	1.485.800	143.944	9,69%	1.341.856	90,31%
Equipo de laboratorio e ingeniería	80.740	31.454	38,91%	49.286	60,99%
Estudios y proyectos	4.360.857	1.594.987	36,58%	2.765.870	63,42%
Instalaciones generales	6.433.074	2.687.032	41,46%	3.746.042	58,54%
La Troncal	563.224	386.258	68,58%	176.966	31,42%
Líneas y subest. de subtransmisión	2.911.572	1.350.982	46,40%	1.560.610	53,60%
Mobiliario y equipo de oficina	807.194	191.385	23,71%	615.808	76,29%
Programa PEC - C. Expreso	1.177.006	0	0,00%	1.177.006	100,00%
Terrenos, edificios y arrendamientos	387.000	405.024	104,68%	-18.024	-4,66%
TOTAL	55.172.355	30.861.348	55,97%	24.311.163	44,43%

La Junta General de Accionistas aprobó la Proforma del Presupuesto de Inversiones para el año 2016, por un monto de \$ 55.172.503; al final del año se registró una ejecución de \$ 30.661.340, lo que significa un 55,57 % de lo previsto (cuadro N° 6.6.1).

6.7. INDICADORES FINANCIEROS

En el Cuadro N° 6.7.1 se presenta los resultados de los índices de gestión financiera para el periodo 2012 - 2016 y la variación del año 2016 con respecto al inmediato anterior.

Cuadro N° 6.7.1 – Indicadores Financieros

INDICADOR	UNIDAD	2012	2013	2014	2015	2016	Variación
LIQUIDEZ							
Razón circulante							
$LC = (\text{Disponible} + \text{Exigible} + \text{Realizable}) / \text{Pasivo Corriente}$	veces	7,10	3,42	1,82	2,11	2,43	14,97%
Prueba Ácida (Solvente Financiera)							
$SA = (\text{Disponible} + \text{Exigible}) / \text{Pasivo Corriente}$	veces	5,32	2,04	1,03	1,08	1,44	32,58%
Liquidez Financiera Inmediata							
$LI = \text{Disponibilidades} / \text{Pasivo Corriente}$	veces	2,80	0,01	0,54	0,54	0,76	41,45%
Capital de Trabajo							
$CT = (\text{Disponible} + \text{Exigible} + \text{Realizable}) - \text{Pasivo Corriente}$	dólares	5473	-4146	2194	2408	3899	49,12%
Capital Promedio Invertido							
$CPI = ((A_1 + P_1) + (A_2 + P_2) + (A_3 + P_3)) / 2$	millones	200,05	196,24	219,90	235,07	282,23	20,06%
ENDEUDAMIENTO Y PROPIEDAD							
Factor de Endeudamiento							
$FE = \text{Pasivo Total} / \text{Activo Total}$	%	16,65%	18,93%	21,72%	24,30%	22,73%	-6,70%
Concentración del Endeudamiento							
$CE = \text{Pasivo Corriente} / \text{Pasivo Total}$	%	26,54%	35,75%	42,78%	31,46%	32,35%	2,83%
Propiedad de los Accionistas							
$PA = \text{Patrimonio} / \text{Activo Total}$	%	83,35%	81,07%	77,28%	75,60%	77,27%	2,66%
Capacidad de Pago de los Accionistas							
$PA = \text{Patrimonio} / \text{Pasivo Total}$	veces	4,93	4,38	3,40	3,02	3,40	12,58%
RENTABILIDAD							
Rentabilidad de la Explotación							
$RE = \text{Superávit Total del Ejercicio} / \text{Capital Promedio Invertido}$	%	0,36%	-1,51%	-1,07%	-0,99%	0,71%	-171,50%
Margen de Beneficio							
$MB = \text{Superávit Total del Ejercicio} / \text{Ingresos de Explotación}$	%	0,36%	-2,33%	-2,46%	-2,21%	1,31%	-192,06%
Rentabilidad de Patrimonio							
$RP = \text{Superávit Total del Ejercicio} / \text{Patrimonio}$	%	0,36%	-1,06%	-1,10%	-1,04%	0,70%	-167,45%
Rentabilidad sobre Activos							
$RA = \text{Superávit Total del Ejercicio} / \text{Activo Fijo Total}$	%	0,53%	-1,42%	-1,19%	-1,03%	0,73%	-175,36%

- Razón circulante.- Indica que la Empresa cuenta con \$ 2,43 para cubrir cada dólar de sus obligaciones a corto plazo; presentando un incremento del 14,97 % con respecto al registrado en el 2015.
- Prueba ácida.- Refleja la capacidad financiera para hacer frente a las obligaciones de corto plazo; observándose que la Empresa cuenta con \$ 1,44 en activos disponibles y exigibles (sin recurrir a los inventarios) para cubrir cada dólar adeudado a corto plazo.
- Liquidez financiera inmediata.- La Empresa cuenta con \$ 0,76, en recursos en efectivo (caja y bancos), para el pago de cada dólar de sus obligaciones de corto plazo, indicador que muestra una variación significativa respecto al 2015 (41,45 %).
- Capital de trabajo.- Cuantifica los recursos con los que cuenta la Empresa para operar, luego de pagar todos los pasivos a corto plazo; presenta un incremento del 49,12 %.
- Capital promedio invertido.- En el 2016 llegó a 282,23 millones de dólares; superior en un 20,06 % al del año 2015, situación que obedece principalmente al incremento en el activo fijo.

- Factor de endeudamiento.- Indica que el 22,73 % de los activos de la Empresa son financiados por terceros; índice que muestra una disminución del 8,70 %.
- Concentración del endeudamiento.- De la deuda total, el 32,35 % es de obligación de pago en el corto plazo. Este índice muestra un incremento del 2,83 %, debido al aumento del pasivo corriente.
- Propiedad de los accionistas.- El resultado indica que del total de activos el 22,73 % corresponde a compromisos con terceros. Este índice muestra un incremento del 2,89 %, con respecto al año 2015.
- Capacidad de pago de los accionistas.- De acuerdo al resultado, los recursos invertidos por los dueños de la Empresa, tienen la capacidad de cubrir hasta 3,40 veces el total de obligaciones adquiridas con terceros. El indicador registra un incremento del 12,58 %.



INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2016

CAPÍTULO 7

LOS RECURSOS HUMANOS

RECURSOS HUMANOS

El 1 de enero de 2016 entró en vigencia la nueva estructura organizacional de la Dirección de Tecnología de la Información y Comunicación (DITIC), en la cual se consolidan las anteriores direcciones de Telecomunicaciones (DITEL), Sistemas Informáticos (DISI) y la Gerencia SIGDE.

Cuadro N° 7.1. – Organigrama de la DITIC



7.1. NÚMERO DE TRABAJADORES

La estructura organizacional, a diciembre de 2016, registró 571 trabajadores, lo que refleja un incremento del 0,53 % (3 trabajadores más) con respecto al total del año 2015.

Al relacionar el número de clientes con la cantidad de trabajadores se determina el índice número de clientes por trabajador (NCT), obteniéndose 658 clientes/trabajador, con un incremento del 1,03 %, esto significa que la cantidad de clientes creció a una tasa (1,56 %) mayor que el número de trabajadores (cuadro N° 7.1.1).

Cuadro N° 7.1.1. – Número de trabajadores e índice NCT

Año	Trabajadores					Clientes / Trabajador	
	RDS		Eventuales		Total	Variación	NCT
	Cantidad	%	Cantidad	%			
2006	436	90,81	44	9,19	479		500
2007	428	87,53	60	12,37	485	1,26%	549
2008	441	88,02	60	11,98	501	3,30%	583
2009	467	95,93	79	16,47	546	8,98%	528
2010	487	93,30	35	6,70	522	-4,40%	576
2011	429	94,35	26	5,65	515	-1,34%	607
2012	494	88,35	62	11,35	556	7,96%	585
2013	469	77,36	137	22,64	605	8,81%	554
2014	475	82,81	100	17,20	575	-4,96%	610
2015	496	80,28	112	19,72	568	-1,22%	611
2016	494	84,76	87	15,24	571	0,53%	658

Handwritten signature



Adicionalmente se cuenta con 25 trabajadores, 13 fijos y 12 eventuales, dedicados a ejecutar proyectos específicos: CIS-CRM (homologación del sistema comercial a nivel nacional), SLA-SICO (soporte para el actual sistema comercial); Gestión Ambiental (financiado a través de Costos de Calidad); programa de cocción eficiente y calentamiento de agua e implantación del sistema SAF. Finalmente, se debe indicar que 7 trabajadores están en comisión de servicios.

7.2. SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

En el 2016 se actualiza el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo, incluyendo las nuevas disposiciones normativas y se pone a consideración del Ministerio de Trabajo.

De acuerdo a los registros de accidentabilidad, por cada 200.000 horas hombre trabajadas (IESS – Resolución N° 390) se registró un índice de frecuencia de 2,64 accidentes con baja (uno o más días de reposo), con un índice de gravedad de 61,55 (días perdidos por accidentes) y una tasa de riesgo de 21,65 días perdidos por cada accidente; tasa que refleja una disminución del 26,26 % con respecto al año 2015 (29,36). (Cuadro N° 7.2.1).

Cuadro N° 7.2.1. – Indicadores reactivos de seguridad y salud en el trabajo.

Año	Lesiones Cantidad	Días Perdidos	Índice de Frecuencia	Índice de Gravedad	Tasa de Riesgo	
					Valor	Variación
2013	20	1 047	3,62	175,93	48,57	-
2014	6	203	1,03	34,04	27,17	-44,08%
2015	11	323	1,94	56,98	29,36	8,08%
2016	15	347	2,64	61,55	21,65	-26,26%

Cuadro N° 7.2.2. – Cantidad de accidentes por Dirección

Dirección	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DAF	1	1	2		1			1	1		
DICO	1		4		1	3	3	4			1
DIDIS	19	14	9	14	13	7	7	14	3	7	13
DIMS	2	1	1		2	1	1		1	4	1
DITEL					1					2	
DIPLA										1	
PREEJE			1	1				1			
SIGDE									1		
Total	23	16	17	15	18	11	11	20	6	14	15

Se registraron 15 lesiones (accidentes de trabajo) con un incremento del 7,14 % en relación a los ocurridos en el 2015; de éstos, 9 fueron de tipo mecánico (caídas y golpes), 4 físicos (contacto eléctrico) y 2 ergonómicos (cuadro N° 7.2.2).

Cuadro N° 7.2.3. – Cantidad de incidentes por Dirección

Dirección	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DAF		5	5	5	4	2	2	2		1	3
DICO		6	3	3	6	7	7	6	2	4	6
DIDIS	21	21	33	20	18	10	11	18	7	26	26
DIMS	2	2	3	1	4	3	3	2	1	3	3
DISI	1		2			2	2				
DITEL				1	3	1	1	1	3		
DIPLA								1			
PREEJE			1	3				2			
DTH							1		2	1	
Total	24	34	47	33	39	26	27	32	15	36	38

7.3. CAPACITACIÓN

Se capacitó en temas de "Seguridad y Salud en el Trabajo", tales como: primeros auxilios, síndrome metabólico, riesgo cardiovascular, reglamento de seguridad, manejo de equipos de puesta a tierra y manejo del stress en la vida laboral y personal.

En lo correspondiente a "Responsabilidad Social y Ambiental" se capacitó en: prácticas adecuadas para el desbroce, tala y poda selectiva de árboles; buenas prácticas ambientales y certificación de especialistas en responsabilidad social corporativa.

En el área operativa se capacitó en el manejo de los programas web contact center y web DMD; e, instalación, operación y mantenimiento de reconectores.

La inversión realizada en capacitación, incluyendo la logística requerida en cada caso, sumó \$ 45.569,71.

En el cuadro N° 7.3 se muestra una estadística de la cantidad de eventos en los que participó cada Dirección y el número de trabajadores que asistieron.

Cuadro N° 7.3 – Eventos de capacitación por áreas

Dirección	Asistentes	Eventos
DAF	77	9
DAI	18	8
DICO	313	33
DIDIS	731	58
DIMS	130	21
DIPLA	38	11
DITC	109	18
DTH	64	15
PREEJE	36	12



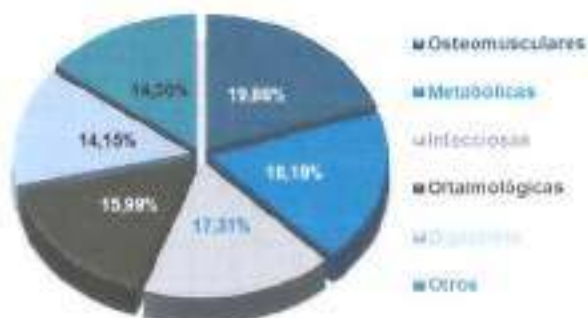
7.4. SALUD OCUPACIONAL Y BIENESTAR SOCIAL

Se desarrolló el control médico anual, con una participación del 83,06 %. La morbilidad creció un 28,01 %, pasando de 889 casos en el año 2015 a 1.138 en el 2017; siendo las enfermedades infecciosas la principal causa (cuadro N° 7.4).

PD

Cuadro N° 7.4 Morbilidad

DIRECCIÓN	2015	2016	Variación
Osteomusculares	184	226	42
Metabólicas	189	207	18
Infecciosas	34	197	163
Oftalmológicas	179	182	3
Digestivos	191	161	-30
Otros	112	165	53
Total 2016	889	1138	249



Se desarrollaron los talleres: "Respeto al ser humano y a la naturaleza" dirigido a los hijos de los trabajadores y "Manejo del estrés en la vida laboral y familiar" con la participación del personal de la Empresa.

[Handwritten signature]

INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2016

CAPÍTULO 8

SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

A partir del año 2003, la Empresa mantiene un sistema de gestión empresarial y evaluación del desempeño basado en el cuadro de mando integral.

Esta herramienta involucra a toda la organización, con el fin de maximizar sus resultados, a través de la evaluación de sus colaboradores, en cada una de las disciplinas que la conforman.

8.1. OBJETIVO INSTITUCIONAL

Sobre la base del Manual Operativo del Sistema de Evaluación de Desempeño, aprobado por la comisión bipartita que se encarga de su monitoreo continuo, se calculó los indicadores para el Objetivo Institucional, considerando las políticas de aplicación establecidas por la administración, cuyos resultados se presentan en el cuadro N° 8.1.

Cuadro N° 8.1 – Indicadores de objetivo institucional

TIPO	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Porcentaje anual de pérdidas de energía	93,29	94,57	93,86	95,40	96,00	96,57	101,29	102,29	102,71	102,71	102,71	102,71
Índice de eficiencia en la recaudación mensual	101,90	99,26	100,00	100,80	98,50	98,91	97,90	100,93	99,03	98,70	98,00	98,71
Porcentaje de recaudación efectiva por venta de energía	97,71	95,08	95,05	97,01	95,64	97,26	97,14	94,47	100,00	97,92	97,92	97,92
Gestión del tiempo interrupción del sistema	79,15	77,77	77,96	83,80	85,25	85,44	85,44	84,95	86,99	96,99	96,05	97,99
Gestión de la frecuencia de interrupción	64,80	64,09	64,54	69,29	80,48	85,58	84,24	82,48	83,80	79,96	71,98	73,74
Tiempo de interrupción cabecera de alimentador	73,72	76,16	79,32	79,08	74,21	70,96	67,19	64,29	65,94	63,21	63,29	63,70
Frecuencia de interrupción cabecera de alimentador	192,11	109,95	100,00	100,10	97,37	92,11	83,42	81,94	99,96	100,00	100,20	106,90
Valor del indicador	94,99	93,96	95,95	95,92	93,81	92,95	91,93	92,94	91,23	96,92	95,13	98,24

8.2. SATISFACCIÓN DEL CLIENTE EXTERNO

Es el nivel de satisfacción que percibe el cliente externo, mide la "percepción del cliente" frente a lo que se le ofrece, a través de su propia expresión recogida por medio de encuestas (cuadro N° 8.2).

Cuadro N° 8.2 – Indicador cliente externo

Concepto	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Meta	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67	83,67
Nivel de Satisfacción	82,92	82,92	79,71	79,71	83,92	83,92	83,81	83,81	81,89	81,98	84,98	84,98
Calificación	98,00	98,00	95,27	95,27	100,30	100,30	100,17	100,17	97,98	97,98	100,47	100,47

8.3. SATISFACCIÓN DEL CLIENTE INTERNO

Para lograr la satisfacción de los clientes externos, es necesario contar con robustas cadenas internas de producción de valor hacia el cliente, cadenas definidas a través de matrices unidireccionales cliente interno - proveedor, en donde, la exigencia ejercida por el cliente externo, a través de la segunda disciplina, es transferida al proveedor interno.

De igual manera que el cliente externo se convierte en evaluador, cada área cliente se convierte en evaluadora de su respectiva área proveedora, mediante la suscripción de un contrato de trabajo interno, estableciéndose un diálogo mensual que ha permitido mejorar constantemente la entrega – recepción de productos y servicios; los resultados se resumen en el cuadro N° 8.3.

Cuadro N° 8.3 – Indicador promedio de cliente interno

Dirección	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
DAF	92.00	98.04	94.88	96.17	94.74	100.00	96.42	97.37	97.50	100.00	98.93	98.25
DIDS	98.04	95.05	98.20	96.77	97.04	94.45	96.67	93.96	95.00	96.67	99.33	99.33
DILA	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	97.50	100.00	98.00	100.00	100.00	100.00
DICO	75.00	92.00	91.00	82.00	86.10	90.00	95.00	91.00	97.50	100.00	100.00	100.00
DMS	97.00	88.23	82.99	84.38	75.46	82.49	93.00	90.50	95.50	98.00	98.00	96.00
DTH	100.00	100.00	100.00	97.00	96.00	97.00	97.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
DTIC	97.00	88.48	86.16	85.19	90.72	95.63	97.26	98.59	97.46	97.78	98.29	97.72
PEC	86.00	100.00	100.00	80.00	100.00	100.00	80.00	100.00	100.00	100.00	80.00	100.00

8.4. PRODUCTIVIDAD Y CALIDAD

Cuadro N° 8.4 – Indicador de productividad promedio

INDICADORES		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
DAF	Completamiento Obligaciones Tributarias												
	Recomendaciones en la información para el SII												
	Porcentaje de Calidad de la Atención al Cliente	94.6	100.0	100.0	95.3	100.0	100.0	100.0	96.7	100.0	100.0	100.0	97.4
	Índice de Cumplimiento de pago de impuestos												
	Porcentaje de Disponibilidad de servicio												
DICO	Recepción de Recaudación	100.0	101.3	100.7	100.7	100.5	100.4	100.0	100.1	100.8	99.9	99.5	99.6
	Control de Calidad de Mediciones en Laboratorio	104.7	104.9	109.0	107.5	104.8	103.9	108.9	108.0	108.9	100.0	100.0	100.0
	Recepción de IVA recuperado IVA	85.9	93.1	99.2	92.8	87.7	87.8	88.8	87.0	87.2	100.0	100.0	100.0
	Recepción de servicios instalación IVA												
	Tiempo entre Pago e Instalación	110.1	102.8	109.0	100.0	108.8	111.8	101.0	92.8	95.8	95.0	99.9	99.4
	Número de telefonías												
	Calidad de Facturación (Energía)	90.4	88.4	89.3	88.8	87.3	87.3	90.0	84.8	82.7	82.0	83.3	84.5
	Calidad de Facturación (Servicio al Cliente)												
	Recepción de facturas recibidas IVA	92.2	91.7	91.8	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Recepción de Cuentas	97.4	93.4	90.1	88.8	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	96.8	99.8	100.0
	Tiempo de respuesta Pago e Instalación												
	Número de Inspecciones	110.0	107.4	102.9	94.2	104.3	99.8	100.0	100.0	100.0	97.4	97.8	97.3
	Número de Inspecciones Diferenciales de Red												
DIDS	Departamento de Análisis y Estudios Geográficos de Distribución	102.4	102.5	100.0	102.1	100.8	100.1	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Departamento de Distribución Zona 1	111.2	100.4	100.0	100.4	100.1	104.2	104.2	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Departamento de Distribución Zona 2	111.2	100.1	100.0	101.8	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Departamento de Distribución Zona 3	111.2	100.1	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Departamento de Subestaciones y Subestaciones	111.2	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Departamento de Supervisión y Control	97.8	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Departamento de Mantenimiento Redes	74.8	100.0	100.0	88.0	110.0	100.0	110.0	100.0	100.0	111.3	100.0	100.0
	Departamento de Obras Civiles	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Superintendencia de Distribución Zona 19	74.7	75.3	75.8	75.2	75.7	75.8	75.8	75.7	75.7	75.7	75.7	75.7
	Superintendencia de Distribución Zona 19	74.7	75.3	75.8	75.2	75.7	75.8	75.8	75.7	75.7	75.7	75.7	75.7
DILA	Superintendencia de Distribución Zona 19	74.7	75.3	75.8	75.2	75.7	75.8	75.8	75.7	75.7	75.7	75.7	75.7
	Superintendencia de Distribución Zona 19	74.7	75.3	75.8	75.2	75.7	75.8	75.8	75.7	75.7	75.7	75.7	75.7
	Superintendencia de Distribución Zona 19	74.7	75.3	75.8	75.2	75.7	75.8	75.8	75.7	75.7	75.7	75.7	75.7
	Superintendencia de Distribución Zona 19	74.7	75.3	75.8	75.2	75.7	75.8	75.8	75.7	75.7	75.7	75.7	75.7
	Superintendencia de Distribución Zona 19	74.7	75.3	75.8	75.2	75.7	75.8	75.8	75.7	75.7	75.7	75.7	75.7
DTIC	Índice de Responsabilidad Social	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Plan de Mantenimiento	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Comp. Plan Trab. Segur. Estudios Técnicos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Comp. Plan Trab. Segur. Estudios Técnicos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Comp. Plan Trab. Segur. Estudios Técnicos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
DTH	Comp. Plan Trab. Segur. Estudios Técnicos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Comp. Plan Trab. Segur. Estudios Técnicos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Comp. Plan Trab. Segur. Estudios Técnicos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Comp. Plan Trab. Segur. Estudios Técnicos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Comp. Plan Trab. Segur. Estudios Técnicos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
DTIC	Comp. Plan Trab. Segur. Estudios Técnicos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Comp. Plan Trab. Segur. Estudios Técnicos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Comp. Plan Trab. Segur. Estudios Técnicos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Comp. Plan Trab. Segur. Estudios Técnicos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	Comp. Plan Trab. Segur. Estudios Técnicos	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Mide la cantidad y calidad de lo que cada colaborador y área producen y entregan a la Empresa, de manera que la suma de los esfuerzos individuales y de equipos de trabajo se refleja en los resultados globales. Se considera una gestión positiva, cuando se obtiene un cien por ciento de cumplimiento (cuadro N° 8.4).

8.5. CONTROL DEL GASTO

Relaciona el gasto efectuado con el presupuestado, con el fin de determinar las desviaciones producidas, las cuales además servirán de base para la toma de decisiones y para evaluar el cumplimiento de los objetivos planteados (cuadro N° 8.5).

Cuadro N° 8.5 – Control del gasto

Dirección	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
DAF	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	99,74	99,74	99,74	99,74	99,74	99,74
DAJ	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	108,00	103,87	103,87	103,87	103,87	103,87	103,87
DICO	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	104,00	98,89	98,89	98,89	98,89	98,89	98,89
DIDIS	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
DIMS	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	95,89	95,89	95,89	95,89	95,89	95,89
DIPLA	92,00	92,00	92,00	92,00	92,00	92,00	87,84	87,84	87,84	87,84	87,84	87,84
DTH	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00	90,90	90,90	90,90	90,90	90,90	90,90
PE	92,00	92,00	92,00	92,00	92,00	92,00	87,84	87,84	87,84	87,84	87,84	87,84
DITIC	88,00	88,00	88,00	88,00	88,00	88,00	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99	79,99

8.6. LIDERAZGO

Se trata de un sistema de expresión mensual, en el que los subalternos evalúan el comportamiento de su respectivo líder, en torno a aspectos críticos que se han identificado para ser evaluados. La disciplina de liderazgo busca fomentar una mejora continua en el estilo de conducción de la Institución y, sobre la base de la retroalimentación objetiva de los resultados, contribuir a mejorar el ambiente de trabajo de cada equipo.

El Liderazgo se mide a través de la aplicación de una encuesta, que permite obtener información acerca de aspectos fundamentales resumidos en: transparencia, proactividad, honestidad y responsabilidad (cuadro 8.6).

Cuadro N° 8.6 – Indicadores de liderazgo

Dirección	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
DAF	93,50	93,50	93,34	95,67	93,50	100,00	100,00	93,50	94,00	93,50	95,00	100,00
DAJ	96,50	96,50	96,00	96,00	96,50	96,50	99,30	100,00	99,30	100,00	96,50	96,50
DICO	100,00	99,75	99,67	99,67	100,00	100,00	100,00	99,80	100,00	100,00	100,00	100,00
DIDIS	97,00	96,84	97,54	96,25	97,75	97,54	99,75	98,70	96,40	96,50	96,30	97,50
DIMS	94,50	95,40	96,25	93,25	92,65	93,25	91,67	95,40	96,30	96,20	95,00	95,00
DIPLA	95,40	96,00	97,00	96,00	96,29	95,50	96,00	97,00	97,20	97,50	98,00	97,30
DITIC	97,00	96,04	95,72	96,46	96,34	97,39	96,50	96,50	98,10	96,30	94,50	96,60
DTH	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,00	90,00	95,00	100,00	90,00	90,00	90,00
PE	97,40	96,60	96,13	96,25	97,82	96,67	96,30	96,00	96,30	96,30	97,30	96,10

Handwritten signature

INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2016

CAPÍTULO 9

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1. CONCLUSIONES

De la gestión realizada durante el año 2016, se destaca los siguientes aspectos:

1. La Junta General de Accionistas sesionó tres veces, tomando dieciocho resoluciones.
2. El Directorio mantuvo cuatro reuniones, adoptando treinta y un resoluciones.
3. El Plan Estratégico constituye una herramienta directriz de la gestión institucional, en él están definidos los criterios que revelan el propósito de la institución, programas de acción y prioridades económicas.
4. Se ha desarrollado varias acciones con el objetivo de fortalecer el enfoque en procesos y la mejora continua. Se formó nuevos auditores y se ejecutó un programa de auditoría interna fruto de lo cual se ha identificado oportunidades de mejora.
5. Se inicia el trabajo para levantar el inventario de equipos que contienen aceite dieléctrico contaminado con policloruros bifenilos (PCB's).
6. Se obtiene la regularización ambiental de los diferentes proyectos y el registro de la Empresa como generadora de desechos peligrosos y/o especiales.
7. Se elaboró el Balance Social, el cual permite valorar activos y pasivos sociales y determinar el grado de cumplimiento de la responsabilidad social empresarial en los grupos de interés: trabajadores, consumidores, comunidad y otros.
8. El "Reporte de Responsabilidad Social Empresarial 2016", revista digital, fue publicado como un instrumento de rendición de cuentas en este ámbito.
9. Está en producción el sistema comercial homologado CIS/CRM.
10. Se inició el proceso para la implementación del Sistema Administrativo Financiero y Gestión del Talento Humano (SAF).
11. Se ha reforzado el sistema de distribución a través de los programas impulsados por el MEER con el financiamiento del BID, la CAF y la AFD.
12. Se instaló en el cantón Taisha 812 inversores en sistemas fotovoltaicos, con una inversión de \$ 219.291.
13. Se concluye la construcción de la línea subterránea a 22 kV S/E 02 – S/E 08, inversión de \$ 905.000.
14. La construcción de la S/E 50 La Troncal registra un avance del 80 %, con una inversión de \$ 3.380.000.
15. Se firmó un convenio con el GAD Municipal de Cuenca para la construcción de sistemas de iluminación ornamental por un monto de \$ 400.000 y 29 convenios con los demás GADs por \$ 276.330.
16. Se sustituyen 56.136 medidores monofásicos por bifásicos.
17. El tiempo para inspecciones de nuevos servicios fue de 1,58 días (meta 1,74 días) y para instalaciones 4,25 días (meta 4,59 días).
18. Dentro del Plan RENOVA se entregó 1.017 refrigeradoras. El programa se suspendió en abril de 2016
19. Se realizó 9.434 revisiones en sitio de sistemas de medición, dando como resultado la incorporación a la facturación de 2.253.346 kWh, por \$ 283.266.
20. Se brindó soporte y mantenimiento al Sistema de Comercialización SICO, utilizado a nivel país.



21. La energía recibida del mercado (1.071.099 MWh) creció en un 0,75 %, con respecto al año 2015 (1.063.098 MWh). Esta energía provino, en un 96,16 % del mercado de contratos y en 3,84 % del mercado ocasional.
22. El costo de la energía alcanzó la suma de \$ 53.855.665, inferior en 5,48 % al del año 2015 (\$ 56.804.342). El costo unitario de compra de energía se situó en 5,03 ¢kWh, valor que es 5,80 % menor al del año anterior (5,34 ¢kWh).
23. El número de clientes, a diciembre de 2016, fue de 375.538, con un incremento del 1,56 % respecto a los que se tenían al final de 2015 (369.758). El 88,26 % son residenciales, 8,65 % comerciales, 1,62 % industriales y 1,48 % corresponden a la categoría otros.
24. La energía consumida fue de 996.606 MWh, esto es, 1,16 % más que en el 2015 (985.187 MWh). El sector residencial consumió el 40,04 %; el comercial el 15,53 %; y el industrial el 29,47 %.
25. La facturación total, por venta de energía, fue de \$ 103.501.057, con un crecimiento del 6,34 %.
26. La deuda general de los clientes, a diciembre de 2016, fue de \$ 10.006.608, mientras que a finales del año 2015 registró \$ 4.807.913, es decir superior en 108,13 %.
27. La cartera vencida, mayor a 30 días, fue \$ 5.107.219, mientras que en el 2015 se registró \$ 1.959.892, lo que implica un incremento del 160,59 %.
28. La potencia máxima coincidente incluido terceros, fue de 183,76 MW, mientras que en el 2015 fue 183,03 MW, con un incremento del 0,41 %.
29. La energía disponible fue de 1.078.266 MWh, esto es 0,83 % mayor que la del 2015 (1.069.377 MWh).
30. Del balance de energía, se concluye que las pérdidas fueron 76.853 MWh, las que, referidas a la energía total disponible del sistema, representan el 7,13 %; se dividen en técnicas 6,17 % y no técnicas 0,96 %.
31. A nivel de cabecera de alimentador e incluyendo al transmisor, el valor registrado al cierre del año 2016 para la FMIK, fue 4,56 veces, en consecuencia, estuvo por encima de la meta (4,0 veces) y, para TTIK, 3,46 horas, dentro de la meta (4,71 horas).
32. Los ingresos sumaron \$ 111.621.045, con un incremento del 5,20 % respecto del año 2015. Dentro de éstos, el rubro más representativo fue el de venta de energía, con \$ 102.918.701 y un incremento del 5,83 %.
33. Los costos y gastos totales sumaron \$ 109.626.147, con un incremento del 1,11 %, con relación al 2015.
34. El resultado de año 2016 refleja un superávit de \$ 1.994.898, en contraste con el obtenido en el año anterior, que fue negativo (- \$ 2.323.925).
35. El activo totalizó \$ 369.650.642, con un incremento del 23,70 % con respecto al 2015; mientras que el pasivo sumó \$ 84.026.541, con un incremento del 12,93 %.
36. El patrimonio de los accionistas alcanzó la suma de \$ 285.624.101, superior en el 27,27 % al registrado el año anterior.
37. La posición financiera de la Empresa indica que, el 77,27 % de sus activos ha sido financiado por los accionistas y el 22,73 % por terceros.
38. Analizando la razón circulante se puede concluir que, al 31 de diciembre de 2016, la Empresa contaba con \$ 2,43 para cubrir cada dólar de sus obligaciones a corto plazo.



39. El indicador de prueba ácida muestra que la Empresa cuenta con \$ 1,44 en activos de fácil liquidez (sin recurrir a los inventarios), para cubrir cada dólar adeudado a corto plazo.
40. El indicador de liquidez financiera inmediata demuestra que la Empresa cuenta con \$ 0,76, en recursos en efectivo (caja y bancos), para el pago de cada dólar de sus obligaciones de corto plazo.
41. El capital promedio invertido llegó a 282.23 millones de dólares; superior en un 20,06 % al del año 2015.
42. La razón financiera, concentración del endeudamiento, indica que de la deuda total, el 32,35 % es de obligación de pago en el corto plazo.
43. El índice "clientes atendidos por trabajador" fue de 658.
44. El control médico anual para los trabajadores se cumplió de acuerdo al cronograma previsto.

9.2. RECOMENDACIONES

1. Realizar el seguimiento al proceso de estabilización del nuevo sistema comercial CIS, de manera que la Empresa pueda contar oportunamente con la información requerida para otros procesos relacionados, entre ellos, la gestión de cartera.
2. Continuar con el seguimiento al comportamiento y cumplimiento de las metas de los Índices de Desempeño establecidos, y los que se adicionen, para la evaluación y obtención de la mejora continua en las actividades técnicas y administrativas.
3. Impulsar la mejora continua en los procesos de ejecución de proyectos, la operación y mantenimiento de la red eléctrica y el servicio al cliente.
4. Continuar con la política de racionalidad en el uso de los recursos financieros, a través de la elaboración de un presupuesto de explotación que garantice la óptima operación y prestación de servicios de la Empresa.
5. Actualizar la Planeación Estratégica e impulsar los Sistemas de Gestión, socializándolos con los funcionarios de la organización para alcanzar los objetivos y metas institucionales.

Francisco Carrasco Astudillo
PRESIDENTE EJECUTIVO

