



AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) A LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A. (EDEMET), A LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI) Y A ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA) PARA EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 1 DE JULIO DE 2018 AL 30 DE JUNIO DE 2022

METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Realizado con la Asesoría de la
Fundación Universidad Nacional de San Juan
Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ - CONICET

Abril de 2019

Contenido

PARTE I RESUMEN EJECUTIVO	12
PARTE II ELEMENTOS DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	20
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN	20
CAPÍTULO II ÁREAS REPRESENTATIVAS	20
II.1. Introducción	20
II.2. Determinación de las áreas representativas.....	20
CAPÍTULO III EMPRESAS COMPARADORAS	21
III.1. Selección de empresas e información extraída	22
III.2. Información base recopilada	23
III.3. Tratamiento de datos de las empresas comparadoras.....	24
III.4. Eficiencia Económica.....	29
III.5. Análisis De Regresión Y Estimación De Las Ecuaciones De Eficiencia	33
III.6. Procesamiento de los resultados obtenidos en las ecuaciones de eficiencia	36
CAPÍTULO IV..... Retorno sobre el Capital para la Actividad de Distribución y Comercialización en Panamá	40
IV.1. Análisis De La Tasa	40
IV.2. Tasa de Descuento.....	41
PARTE III INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ACTIVIDADES REGULADAS	42
CAPÍTULO I CÁLCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO	42
CAPÍTULO II INGRESO MÁXIMO PERMITIDO EDEMET	43
II.1. Información de base de EDEMET	43
II.2. Base De Capital	45
II.3. Pérdidas de Energía en Distribución	56
II.4. Costos eficientes.....	57
II.5. Descuento por inversiones no ejecutadas	58
II.6. Determinación del Ingreso Máximo Permitido	60
CAPÍTULO III INGRESO MÁXIMO PERMITIDO ENSA	61
III.1. Información de base de ENSA	61
III.2. Base de Capital.....	64
III.3. Pérdidas de Energía en Distribución	75
III.4. Costos eficientes.....	75
III.5. Descuento por inversiones no ejecutadas	77
III.6. Determinación del Ingreso Máximo Permitido	78
CAPÍTULO IV INGRESO MÁXIMO PERMITIDO EDECHI	79
IV.1. Información de base de EDECHI.....	79
IV.2. Base de Capital.....	82
IV.3. Pérdidas de Energía en Distribución	92
IV.4. Costos eficientes.....	93

IV.5.	Descuento por inversiones no ejecutadas.....	94
IV.6.	Determinación del Ingreso Máximo Permitido.....	96
ANEXO I. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....		
		98
I.1.	EDEMET.....	99
I.2.	ENSA.....	101
I.3.	EDECHI.....	103
ANEXO II. EMPRESAS COMPARADORAS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA.....		
		105
II.1.	INFORMACIÓN OBTENIDA DE LA FERC.....	106
II.2.	MUESTRA DE EMPRESAS DE LA FERC.....	111
II.3.	INFORMACIÓN DE BASE RECOPIADA.....	113
II.4.	ÍNDICES DE PRECIOS AL CONSUMIDOR E INDUSTRIALES ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA.....	224
II.5.	EMPRESAS DE LA FERC E INFORMACIÓN DE BASE RECOPIADA PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS (Valores económicos expresados en USD de junio de 2017).....	225
II.6.	EMPRESAS DE PANAMÁ E INFORMACIÓN DE BASE RECOPIADA PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS (VALORES ECONÓMICOS EXPRESADOS EN USD DE JUNIO DE 2017).....	231
II.7.	INFORMACIÓN DE CALIDAD DE SERVICIO UTILIZADA EN EL ANÁLISIS DE EMPRESAS COMPARADORAS.....	232
II.8.	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE EFICIENCIA.....	234
II.9.	EMPRESAS COMPARADORAS EFICIENTES.....	236
II.10.	RESULTADOS MODELOS ESTADÍSTICOS DE COSTOS DE ACTIVOS Y EXPLOTACIÓN.....	238
II.10.1.	Modelo Activos de Distribución (AD).....	238
II.10.2.	Modelo Activos de Comercialización (AC).....	239
II.10.3.	Modelo Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución (OM).....	240
II.10.4.	Modelo Costos de Operación y Mantenimiento de Comercialización (COM).....	241
II.10.5.	Modelo Costos de Administración (ADM).....	242
II.11.	EMPRESAS COMPARADORAS E INFORMACIÓN UTILIZADA PARA EL ANÁLISIS DE PÉRDIDAS EFICIENTES.....	243
II.12.	RESULTADOS MODELO ESTADÍSTICO DE PÉRDIDAS.....	244
II.13.	BIBLIOGRAFIA SOBRE EFICIENCIA Y CALIDAD DE SERVICIO.....	245
ANEXO III. RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN EN PANAMÁ.....		
		246
III.1.	INTRODUCCIÓN.....	247
III.2.	DESARROLLO METODOLÓGICO.....	248

III.3. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS FUNDAMENTALES PARA LA ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL PROPIO POR EL MÉTODO CAPM.....	250
III.3.1. Tasa Libre de Riesgo.....	250
III.3.2. Determinación de la Prima por Riesgo País.....	251
III.3.3. Riesgo Sistemático de la Industria	253
III.3.4. Prima de Riesgo de Mercado	257
III.4. ESTIMACIÓN DEL RETORNO SOBRE EL CAPITAL PROPIO PARA LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD	259
III.5. COSTO DE ENDEUDAMIENTO.....	259
III.5.1. Tasa Libre de Riesgo.....	260
III.5.2. Prima por Riesgo País	261
III.5.3. Spread Default Crediticio.....	261
III.5.4. ESTRUCTURA DE CAPITAL	263
III.6. COSTO PROMEDIO DE CAPITAL.....	264
III.7. SENSIBILIDADES DEL COSTO PROMEDIO DE CAPITAL.....	265
III.8. BIBLIOGRAFÍA.....	266
ANEXO IV. ANÁLISIS DEL MERCADO.....	267
IV.1. EDEMET	267
IV.1.1. Análisis sintético del mercado en el periodo Julio 2014 – Junio 2018.....	267
IV.1.2. Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 – Junio 2022	270
IV.1.2.1. Proyección de Clientes de EDEMET.....	270
IV.1.2.2. Proyección de Energía Facturada e Ingresada al Sistema de EDEMET	271
IV.1.2.3. Demanda máxima de EDEMET	272
IV.2. ENSA	273
IV.2.1. Análisis sintético del mercado en el periodo Julio 2014 – Junio 2018.....	273
IV.2.2. Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 – Junio 2022	275
IV.2.2.1. Proyección de Clientes de ENSA.....	275
IV.2.2.2. Proyección de Energía Facturada e Ingresada al Sistema de ENSA.....	276
IV.2.2.3. Demanda máxima de ENSA	278
IV.3. EDECHI.....	278
IV.3.1. Análisis sintético del mercado en el periodo Julio 2014 – Junio 2018.....	278
IV.3.2. Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 – Junio 2022	281
IV.3.2.1. Proyección de Clientes de EDECHI	281
IV.3.2.2. Proyección de Energía Facturada e Ingresada al Sistema de EDECHI	282

IV.3.2.3. Demanda máxima de EDECHI	284
ANEXO V. ANÁLISIS DE PERDIDAS NO TÉCNICAS, EN PARTICULAR LAS DENOMINADAS ZONAS ROJAS.....	286
V.1. Introducción	286
V.2. ENSA 2017 - Zonas Rojas e invasión	287
V.3. EDEMET - Zonas Rojas e Invasión o Asentamientos informales	288
V.3.1. EDEMET- Zona Panamá Metro- áreas Rojas	288
V.3.2. EDEMET- Zona Panamá Oeste Asentamientos Informales	289
V.3.3. EDEMET- Histórico de Pérdidas Totales 2014-2017	292
V.3.4. EDEMET 2017	292
V.4. EDECHI – Zonas Rojas.....	293
V.4.1. EDECHI - Histórico de Pérdidas Totales 2014-2017	293
V.4.2. EDECHI 2017	293
V.5. Comparación de Pérdidas año 2016-2017. Discriminación de Pérdidas Zonas Rojas e Invasiones o Asentamientos Informales.....	294
ANEXO VI. COMPARACIÓN DE COSTOS CON ACTIVOS INTERNACIONALES.....	296
VI.1. Fuentes Estadísticas	298
VI.2. Resultados de activos internacionales.....	299
VI.3. Comparación de activos	310
VI.4. Conformación de costos internacionales - Información de base Perú – Año 2013	318
ANEXO VII. AUDITORÍA DE OBRAS SELECCIONADAS.....	323
VII.1. Empresas EDEMET y EDECHI.....	323
VII.1.1. Proyecto Altos del María y Santiago - San Antonio.....	323
VII.1.2. Proyecto Montaje y Puesta en Servicio de las SE Santiago y La Arena	323
VII.1.3. Proyecto Las Tablas, consistente en la construcción de una LAMT de cable forrado en 13.8 kV con una longitud total aproximada de 36 km.	324
VII.1.4. Proyecto línea SS.EE. El Torno – Planta potabilizadora Las Mendozas (34.5 KV) con una longitud total aproximada de 23 km.....	324
VII.1.5. Proyectos de extensión de redes	324
VII.2. Empresa ENSA	325
VII.2.1. Proyecto electrificación Isla Pedro Gonzalez	325
VII.2.2. Proyecto Vigaducto METRO - CC Los Andes.....	325
VII.2.3. Proyecto 018: Proyectos que reemplazan al proyecto de integración del Darién.....	326
ANEXO VIII. INVERSIONES EN ELECTRIFICACIÓN RURAL.....	331
VIII.1. Poblaciones a ser consideradas para inversiones en Electrificación Rural - EDEMET	331

VIII.2. Poblaciones a ser consideradas para inversiones en Electrificación Rural - ENSA	335
VIII.3. Poblaciones a ser consideradas para inversiones en Electrificación Rural – EDECHI.....	336
ANEXO IX. ACTIVOS TOTALMENTE DEPRECIADOS DESCONTADOS DE LA BASE DE CAPITAL	338
IX.1. EDEMET	338
IX.2. ENSA	340
IX.3. EDECHI.....	342

TABLAS

Página No.

Tabla 1 FERC – información de costos operación y mantenimiento de distribución.....	26
Tabla 2 FERC – Información de costos operación y mantenimiento de comercialización	26
Tabla 3 Participación de los costos de mano de obra en los costos de explotación.....	28
Tabla 4 Participación de los costos de mano de obra en los costos de activos [en Balboas de 2015]	28
Tabla 5 Participación de los costos de mano de obra en los costos de activos [en USD de 2015]....	29
Tabla 6 Participación de los materiales nacionales en el total de materiales	29
Tabla 7 Indicadores de calidad de las empresas de Panamá ponderados.....	31
Tabla 8 Empresas sin información de indicadores de calidad	31
Tabla 9 Indicadores de calidad de las empresas de Estados Unidos (promedio) y de las empresas de Panamá – Promedio 2015-2016 (minutos por año).....	32
Tabla 10 Parámetros estimados de las ecuaciones de costos	34
Tabla 11 Parámetros estimados de la ecuación de pérdidas.....	36
Tabla 12 Costo Laboral Relativo	37
Tabla 13 Porcentaje de costos de mano de obra.....	38
Tabla 14 Porcentaje de costos de mano de obra en los costos de materiales y equipos	38
Tabla 15 Porcentaje de costos no transable.....	39
Tabla 16 Rendimiento UST 30 y Tasa de Referencia Media establecida en la Ley	40
Tabla 17 Tasa de Retorno.....	41
Tabla 18 Tasas de Descuento Anuales.....	42
Tabla 19 Estimación del Número de Usuarios – EDEMET.....	43
Tabla 20 Estimación de la Energía Facturada – EDEMET [MWh].....	43
Tabla 21 Estimación de la energía ingresada al sistema – EDEMET.....	43
Tabla 22 Estimación de la Demanda Máxima – EDEMET	44
Tabla 23 Precios monómicos proyectados para EDEMET por semestre del periodo tarifario.....	44
Tabla 24 Precios monómicos proyectados para EDEMET por año del periodo tarifario.....	44
Tabla 25 Tasas de depreciación de los activos - EDEMET	45
Tabla 26 Base de Capital Inicial a Diciembre de 2013 - EDEMET [Balboas].....	46
Tabla 27 Activos e Inversiones Declaradas 2014 – Jun 2018 - EDEMET [Balboas].....	49
Tabla 28 Base de Capital a Junio 2018 – EDEMET [Balboas]	50
Tabla 29 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – EDEMET [Balboas]	51
Tabla 30 Base de Capital Bruta y Neta, inicial y ajustada, a junio 2018 – EDEMET	51
Tabla 31 Activos Eficientes - EDEMET [Balboas]	51

Tabla 32 Inversiones Eficientes - EDEMET [Balboas]	52
Tabla 33 Inversiones adicionales en subestaciones, arquitectura asociada y líneas de AT – EDEMET	52
Tabla 34 Inversiones Adicionales Especiales – EDEMET [Miles de Balboas].....	53
Tabla 35 Inversiones Adicionales en Electrificación Rural - EDEMET	53
Tabla 36 Inversiones Adicionales en Medidores Inteligentes - EDEMET	53
Tabla 37 Inversiones No Contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia – EDEMET	53
Tabla 38 Inversiones totales en Distribución y Comercialización - EDEMET [Miles de Balboas]..	54
Tabla 39 Cantidad de Luminarias a Incorporar – EDEMET	54
Tabla 40 Proyectos Especiales – EDEMET	55
Tabla 41 Evolución de la cantidad total de luminarias durante el período – EDEMET	55
Tabla 42 Inversiones Totales en Alumbrado Público – EDEMET [Miles de Balboas].....	55
Tabla 43 Inversiones Totales – EDEMET	55
Tabla 44 Base de capital bruta y neta ajustada al final de cada periodo – EDEMET.....	56
Tabla 45 Pérdidas eficientes - EDEMET	56
Tabla 46 Pérdidas totales a reconocer por periodo - EDEMET	56
Tabla 47 Costos de Explotación Eficientes - EDEMET [Balboas].....	57
Tabla 48 Costo contable medio de operación y mantenimiento de alumbrado público - EDEMET .	57
Tabla 49 Costo Eficiente de operación y mantenimiento de alumbrado público - EDEMET	58
Tabla 50 Estimación del descuento por Inversiones no Ejecutadas– EDEMET [Balboas]	59
Tabla 51 Ingreso Máximo Permitido por año tarifario – EDEMET	60
Tabla 52 Valor Presente Ingreso Máximo Permitido – EDEMET [Miles de Balboas]	60
Tabla 53 Comparación del costo medio entre los periodos tarifarios 2014-2018 y 2018-2022 - EDEMET.....	61
Tabla 54 Estimación del Número de Usuarios – ENSA	61
Tabla 55 Estimación de la Energía Facturada – ENSA [MWh]	61
Tabla 56 Estimación de la energía ingresada al sistema – ENSA.....	62
Tabla 57 Estimación de la Demanda Máxima – ENSA	62
Tabla 58 Precios monómicos proyectados para ENSA por semestre del periodo tarifario	62
Tabla 59 Precios monómicos previstos para ENSA por año del periodo tarifario	63
Tabla 60 Tasas de depreciación de los activos – ENSA	64
Tabla 61 Base de Capital Inicial a Diciembre de 2013 - ENSA [Balboas].....	65
Tabla 62 Activos e Inversiones Declaradas 2014 – Jun 2018 – ENSA [Balboas].....	68
Tabla 63 Base de Capital a Junio 2018 – ENSA [Balboas]	69
Tabla 64 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – ENSA [Balboas]	69
Tabla 65 Base de Capital Bruta y Neta, inicial y ajustada, a junio 2018 – ENSA.....	69
Tabla 66 Activos Eficientes – ENSA [Balboas]	70
Tabla 67 Inversiones Eficientes – ENSA [Balboas]	70
Tabla 68 Inversiones adicionales en subestaciones, arquitectura asociada y líneas de AT - ENSA [miles de Balboas].....	70
Tabla 69 Inversiones circuitos en media tensión y medición inteligente- ENSA [miles de Balboas]	71
Tabla 70 Inversiones Adicionales en Electrificación Rural – ENSA [miles de Balboas].....	72
Tabla 71 Inversiones No Contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia –ENSA.....	72
Tabla 72 Inversiones totales en Distribución y Comercialización – ENSA [Miles de Balboas]	72
Tabla 73 Cantidad de Luminarias a Incorporar - ENSA.....	73
Tabla 74 Proyectos especiales - ENSA	73
Tabla 75 Evolución de la cantidad total de luminarias durante el período - ENSA	74
Tabla 76 Inversiones Totales en Alumbrado Público – ENSA [Miles de Balboas]	74

Tabla 77 Inversiones Totales – ENSA	74
Tabla 78 Base de capital bruta y neta ajustada al final de cada periodo – ENSA.....	74
Tabla 79 Pérdidas eficientes - ENSA	75
Tabla 80 Pérdidas totales a reconocer por periodo - ENSA.....	75
Tabla 81 Costos de Explotación Eficientes – ENSA [Balboas].....	75
Tabla 82 Costo contable medio de operación y mantenimiento de alumbrado público - ENSA.....	76
Tabla 83 Costos de operación y mantenimiento de alumbrado público - ENSA.....	76
Tabla 84 Estimación del descuento por Inversiones no Ejecutadas – ENSA [Balboas].....	77
Tabla 85 Ingreso Máximo Permitido por año tarifario – ENSA	78
Tabla 86 Valor Presente Ingreso Máximo Permitido – ENSA [Miles de Balboas].....	78
Tabla 87 Comparación del costo medio entre los periodos tarifarios 2014-2018 y 2018-2022 - ENSA	79
Tabla 88 Estimación del Número de Usuarios - EDECHI.....	79
Tabla 89 Estimación de la Energía Facturada - EDECHI.....	80
Tabla 90 Estimación de la energía ingresada al sistema - EDECHI	80
Tabla 91 Estimación de la Demanda Máxima - EDECHI	80
Tabla 92 Precios monómicos previstos para EDECHI por semestre del periodo tarifario	80
Tabla 93 Precios monómicos previstos para EDECHI por año del periodo tarifario	81
Tabla 94 Tasas de depreciación informes regulatorios - EDECHI	81
Tabla 95 Base de Capital Inicial a Diciembre de 2013 - EDECHI [Balboas]	83
Tabla 96 Activos e Inversiones Declaradas 2014 – Jun 2018 – EDECHI [Balboas].....	86
Tabla 97 Base de Capital a Junio 2018 – EDECHI [Balboas]	87
Tabla 98 Factor de corrección de actividades no reguladas - EDECHI.....	87
Tabla 99 Base de Capital Bruta y Neta, inicial y ajustada, a junio 2018 – EDECHI	88
Tabla 100 Activos Eficientes – EDECHI [Balboas]	88
Tabla 101 Inversiones Eficientes - EDECHI [Balboas].....	88
Tabla 102 Inversiones adicionales en subestaciones, arquitectura asociada y líneas de AT – EDECHI [Miles de Balboas]	89
Tabla 103 Inversiones Adicionales Especiales – EDECHI [miles de Balboas].....	89
Tabla 104 Inversiones Adicionales en Electrificación Rural – EDECHI [miles de Balboas]	89
Tabla 105 Inversiones No Contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia – EDECHI	89
Tabla 106 Inversiones totales en Distribución y Comercialización – EDECHI [miles de Balboas] .	90
Tabla 107 Cantidad de Luminarias a Incorporar - EDECHI.....	90
Tabla 108 Proyectos especiales - EDECHI.....	91
Tabla 109 Evolución de la cantidad total de luminarias durante el período - EDECHI	91
Tabla 110 Inversiones Totales en Alumbrado Público – EDECHI [Miles de Balboas]	91
Tabla 111 Inversiones Totales – EDECHI.....	91
Tabla 112 Base de capital bruta y neta al final de cada periodo – EDECHI	92
Tabla 113 Pérdidas eficientes - EDECHI.....	92
Tabla 114 Pérdidas totales a reconocer por periodo - EDECHI	92
Tabla 115 Costos de Explotación Eficientes – EDECHI [Balboas].....	93
Tabla 116 Costo contable medio de operación y mantenimiento de alumbrado público - EDECHI [Balboas]	93
Tabla 117 Costos operación y mantenimiento de alumbrado público - EDECHI	94
Tabla 118 Estimación del descuento por Inversiones no Ejecutadas – EDECHI [Balboas].....	95
Tabla 119 Ingreso Máximo Permitido por año tarifario –EDECHI.....	96
Tabla 120 Valor Presente Ingreso Máximo Permitido – EDECHI [Miles de Balboas].....	96

Tabla 121 Comparación del costo medio entre los periodos tarifarios 2014-2018 y 2018-2022 - EDECHI	97
--	----

GRÁFICAS

Gráfica 1 Inversiones reconocidas vs. Ejecutadas – EDEMET [Balboas].....	58
Gráfica 2 Inversiones reconocidas vs. Ejecutadas – ENSA	77
Gráfica 3 Inversiones reconocidas vs. Ejecutadas – EDECHI.....	94

ANEXO I

Cuadro N° 1.1 Ingreso Máximo Permitido – EDEMET	99
Cuadro N° 1.2 Ingreso Máximo Permitido por Distribución – IMPD	99
Cuadro N° 1.3 Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – IMPCO	100
Cuadro N° 1.4 Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – ALUMPU	100
Cuadro N° 1.5 Parámetros y Valores utilizados en el cálculo de los Ingresos Permitidos	100
Cuadro N° 2.1 Ingreso Máximo Permitido – ENSA	101
Cuadro N° 2.2 Ingreso Máximo Permitido por Distribución – IMPD	101
Cuadro N° 2.3 Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – IMPCO	102
Cuadro N° 2.4 Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – ALUMPU	102
Cuadro N° 2.5 Parámetros y Valores utilizados en el cálculo de los Ingresos Permitidos	102
Cuadro N° 3.1 Ingreso Máximo Permitido – EDECHI.....	103
Cuadro N° 3.2 Ingreso Máximo Permitido por Distribución – IMPD	103
Cuadro N° 3.3 Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – IMPCO	104
Cuadro N° 3.4 Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – ALUMPU	104
Cuadro N° 3.5 Parámetros y Valores utilizados en el cálculo de los Ingresos Permitidos	104

ANEXO II

Cuadro 1 EMBI+ Panamá	252
Gráfica 1 Evolución del EMBI Panamá	252
Cuadro 2 Betas de Empresas– USA – Enero 2018	254
Cuadro 3 Resumen Datos para Costo de Capital UK	255
Cuadro 4 Parámetros para la Determinación del Término β	256
Cuadro 5 Prima de Riesgo de Mercado.....	258
Cuadro 6 Costo de Capital Propio	259
Cuadro 7 Tasa de Interés de los Bonos del Tesoro a 10 años	260
Cuadro 8 Spread por riesgo corporativo (Reuters).....	261
Cuadro 9 Costo de Capital de Terceros.....	262
Cuadro 10 Costo de Capital Nominal	264
Cuadro 11 Proyección de Índice de Precios al Consumidor Estados Unidos	264
Cuadro 12 Costo de Capital Real (%)	265
Cuadro 13 Casos – Análisis de Sensibilidad.....	265
Cuadro 14 Resultados Obtenidos – Análisis de Sensibilidad	266

ANEXO IV

Cuadro N° 1.1 Evolución Usuarios previstos y Usuarios reales facturados – EDEMET	267
--	-----

Cuadro N° 1.2 Evolución de energía consumida prevista y real facturada – EDEMET	267
Cuadro N° 1.3 Energía consumida por usuario – EDEMET	268
Cuadro N° 1.4 Evolución de la energía inyectada prevista, real y prevista con consumo real – EDEMET	268
Cuadro N° 1.5 Evolución de la demanda máxima prevista, real y prevista con consumo real – EDEMET	269
Cuadro N° 1.6 Pérdidas de energía real y prevista – EDEMET	269
Cuadro N° 1.7 Proyección de clientes realizada por EDEMET	270
Cuadro N° 1.8 Serie histórica de clientes - EDEMET	270
Cuadro N° 1.9 Proyección de clientes - EDEMET	270
Cuadro N° 1.10 Proyección de energía facturada realizada por EDEMET [MWh].....	271
Cuadro N° 1.11 Serie histórica de energía total facturada incluyendo AP - EDEMET [MWh]	271
Cuadro N° 1.12 Proyección de energía facturada - EDEMET [MWh]	272
Cuadro N° 1.13 Proyección de la energía ingresada al sistema - EDEMET [MWh].....	272
Cuadro N° 1.14 Estimación de la Demanda Máxima - EDEMET [MW]	272
Cuadro N° 2.1 Evolución Usuarios previstos y Usuarios reales facturados – ENSA	273
Cuadro N° 2.2 Evolución de energía consumida prevista y real facturada – ENSA.....	273
Cuadro N° 2.3 Energía consumida por usuario (son considerar ventas a EDEMET) – ENSA.....	273
Cuadro N° 2.4 Evolución de la energía inyectada prevista, real y prevista con consumo real – ENSA	274
Cuadro N° 2.5 Evolución de la demanda máxima prevista y real – ENSA	274
Cuadro N° 2.6 Pérdidas de energía real y prevista – ENSA.....	275
Cuadro N° 2.7 Proyección de clientes realizada por ENSA.....	275
Cuadro N° 2.8 Serie histórica de clientes - ENSA	275
Cuadro N° 2.9 Proyección de clientes - ENSA	276
Cuadro N° 2.10 Proyección de energía facturada realizada por ENSA [MWh]	276
Cuadro N° 2.11 Serie histórica de energía facturada - ENSA [MWh].....	277
Cuadro N° 2.12 Proyección de energía facturada - ENSA [MWh].....	277
Cuadro N° 2.13 Proyección de la energía ingresada al sistema - ENSA [MWh].....	277
Cuadro N° 2.14 Estimación de la Demanda Máxima - ENSA [MW].....	278
Cuadro N° 3.1 Evolución Usuarios previstos y Usuarios reales facturados – EDECHI	278
Cuadro N° 3.2 Evolución de energía consumida prevista y real facturada – EDECHI	279
Cuadro N° 3.3 Energía consumida por usuario – EDECHI	279
Cuadro N° 3.4 Evolución de la energía inyectada prevista, real y prevista con consumo real – EDECHI	280
Cuadro N° 3.5 Evolución de la demanda máxima real, prevista y prevista con consumo real – EDECHI	280
Cuadro N° 3.6 Pérdidas de energía real y prevista – EDECHI	281
Cuadro N° 3.7 Proyección de clientes realizada por EDECHI.....	281
Cuadro N° 3.8 Serie histórica de clientes - EDECHI	281
Cuadro N° 3.9 Proyección de clientes - EDECHI	282
Cuadro N° 3.10 Proyección de energía facturada realizada por EDECHI [MWh]	283
Cuadro N° 3.11 Serie histórica de energía facturada - EDECHI [MWh].....	283
Cuadro N° 3.12 Proyección de energía facturada - EDECHI [MWh].....	283
Cuadro N° 3.13 Pérdidas Totales a Reconocer - EDECHI [MWh].....	284
Cuadro N° 3.14 Proyección de energía ingresada al sistema – EDECHI [MW].....	284
Cuadro N° 3.15 Estimación de la Demanda Máxima – EDECHI [MW]	284

ANEXO V

Cuadro N° 2.1: Energía Ingresada, Distribuida y pérdidas - ENSA.....	287
Cuadro N° 3.1: Energía Ingresada y Distribuida más pérdidas en barrios de Panamá Metro.....	289
Cuadro N° 3.2: Energía Ingresada y Distribuida más pérdidas en barrios de Panamá Oeste	289
Cuadro N° 3.3: Balance energético y Pérdidas totales anuales - EDEMET.....	290
Cuadro N° 3.4: Energía Ingresada, Distribuida y pérdidas anuales - EDEMET – 2017	290
Cuadro N° 4.1: Balance energético y Pérdidas totales - EDECHI	291
Cuadro N° 4.2: Energía Ingresada, Distribuida y pérdidas - EDECHI	292
Cuadro N° 5.1: Pérdidas a Reconocer - Changuinola	292
Cuadro N° 5.2: Resumen de pérdidas año 2016	292
Cuadro N° 5.3: Resumen de pérdidas año 2017	293

ANEXO IV

Tabla 1.a. Datos de base para el cálculo de CLR.....	296
Tabla 1.b. Índice de precio al consumidor (IPC) e Índice de precio mayorista (IPM)	296
Tabla 2. Costos laborales relativos.....	297
Tabla 3.a. Resultados Perú 2013	298
Tabla 3.b. Resultados Perú 2013	299
Tabla 3.c. Resultados Perú 2013	300
Tabla 3.d. Resultados Perú 2014 – 2015 – 2016 – 2017	301
Tabla 3.e. Resultados Perú 2014 – 2015 – 2016 – 2017	302
Tabla 3.f. Resultados Perú 2014 – 2015 – 2016 – 2017	303
Tabla 4.a. Resultados México 2013	304
Tabla 4.b. Resultados México 2013	305
Tabla 4.c. Resultados México 2014 – 2015 – 2016 – 2017	306
Tabla 4.d. Resultados México 2014 – 2015 – 2016 – 2017	307
Tabla 5.a. Comparación de costos Perú y México con ENSA	308
Tabla 5.b. Comparación de costos Perú y México con ENSA.....	309
Tabla 5.c. Comparación de costos Perú y México con ENSA	310
Tabla 5.d. Comparación de costos Perú y México con ENSA.....	311
Tabla 6.a. Comparación de costos Perú y México con EDEMET - EDECHI	312
Tabla 6.b. Comparación de costos Perú y México con EDEMET - EDECHI	313
Tabla 6.c. Comparación de costos Perú y México con EDEMET – EDECHI	314
Tabla 6.d. Comparación de costos Perú y México con EDEMET – EDECHI	315
Tabla 6.e. Comparación de costos Perú con EDEMET – EDECHI.....	315

ANEXO IX

Cuadro N° IX.1: Base de Capital a Junio 2018 – EDEMET [En Balboas].....	336
Cuadro N° IX.2: Base de Capital a Junio 2018 – ENSA [En Balboas].....	339
Cuadro N° IX.3: Base de Capital a Junio 2018 – EDECHI [En Balboas]	341

PARTE I

RESUMEN EJECUTIVO

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) para las empresas de distribución eléctrica correspondiente al período julio 2018-junio 2022, ha sido calculado de acuerdo al Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, que forma parte del Reglamento de Distribución y Comercialización del Servicio Público de Electricidad, aprobado mediante la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones.

El Artículo 91 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 establece que el Régimen Tarifario está compuesto por reglas relativas a procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas sujetas a regulación.

El numeral 1 del Artículo 93 de la Ley 6, señala que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (la Autoridad) definirá periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada. Además, indica que de acuerdo con los estudios que realice, la Autoridad podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas y podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas.

El numeral 2 del Artículo 93 de la Ley 6, establece que para fijar sus tarifas, las empresas de transmisión y distribución prepararán y presentarán, a la aprobación de la Autoridad, los cuadros tarifarios para cada área de servicio y categoría de cliente, los cuales deben ceñirse a las fórmulas, topes y metodología establecidas por la Autoridad.

El Artículo 95 establece que las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cuatro años. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor, que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas.

El Artículo 98 establece los componentes del Valor Agregado de Distribución, la desagregación de las empresas de distribución en áreas representativas para el cálculo del valor agregado de distribución, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución e indica que este supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras. El mismo artículo establece la tasa de rentabilidad para las empresas de distribución.

En este informe se desarrollan los procesos finales que permiten estimar los Ingresos Máximos Permitidos (IMP) para cada una de las empresas distribuidoras correspondientes al periodo 2018-2022. El proceso de cálculo del IMP es el establecido en el Reglamento de Distribución y Comercialización.

Para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido se deben revisar y determinar de antemano los siguientes aspectos:

Áreas Representativas

Empresas Comparadoras y Ecuaciones de Eficiencia

Tasa de rentabilidad

Base de Capital

Cálculo del IMP

A continuación un resumen de los diferentes temas analizados y revisados en el presente régimen tarifario:

Áreas representativas:

En este nuevo proceso de revisión se adoptará, por considerarlo adecuado, similar criterio al utilizado en la revisión anterior. Se considerará una única Área Representativa por empresa distribuidora coincidente con su área de servicio. Esto releva la discusión sobre la unidad de análisis y las variables a considerar para su agrupamiento.

Empresas Comparadoras:

Para la selección de Empresas Comparadoras se consultaron fundamentalmente bases de datos de Empresas Distribuidoras disponibles en Internet como medio de garantizar el carácter público de la información. Luego de un análisis de la información, en función de las necesidades impuestas por la metodología a emplear y la disponibilidad de información, se decidió, al igual que en periodos tarifarios anteriores, utilizar como empresas comparadoras las Empresas Distribuidoras registradas por la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) de EEUU.

Esta elección tiene importantes ventajas para el análisis que se pretende realizar, a saber:

- *Utilización de datos públicos:* los datos que se utilizan son del dominio público lo cual aporta gran transparencia a cualquier proceso de cálculo que se realice.
- *Existencia de numerosas empresas:* el elevado número de empresas que presentan los datos a la FERC permite elegir entre una gran variedad de ellas, facilitando poder encontrar aquellas que se ajusten más al perfil de las distribuidoras panameñas. De este modo se asegura que la comparación es consistente y coherente.
- *Datos contrastables:* al tratarse no sólo de datos públicos sino también oficiales, la bondad y veracidad de la información está de algún modo garantizada (siempre teniendo en cuenta que se ha completado según los criterios que para tal fin haya determinado la FERC y que no en todos los casos son conocidos ni respetados).
- *Continuidad y coherencia regulatoria:* dado que en el periodo regulatorio anterior no sólo se eligieron una serie de empresas que forman parte de la FERC, sino que también se estructuró el cálculo del IMP, a partir de la estructura de datos de su misma base de datos, parece importante mantener, en la medida de lo posible, unos criterios similares a los utilizados hasta ahora.
- *Estructura de la red de distribución similar a la panameña:* las empresas de Estados Unidos comparten con Panamá los niveles de tensiones de distribución, lo que lleva a tener una similar estructura de redes y por tanto de activos y costos asociados.
- La base de datos (BD) de la FERC contiene información referida a 361 empresas eléctricas de los Estados Unidos de América. De dicha base de datos se extrajo la información contenida en el formulario denominado *FERC FORM 1: Electric Utility Annual*, correspondiente a los años 2015 y 2016.

Del total de 366 empresas reportadas en los informes de la FERC, hay empresas que no son distribuidoras, por lo que se procedió a una primera depuración eliminando aquellas que manifiestamente no lo son, posteriormente el proceso de selección siguió con descartar aquellas que no presentan información completa de las variables importantes para el estudio o que las mismas resultan inconsistentes.

Una vez realizado este "**filtrado de consistencia de datos**" sobre las 366 empresas, **resulta una muestra de ciento once (111) empresas** que presentan datos generales, técnicos, económicos y financieros razonables. De cada una de ellas se procedió a extraer la información requerida para realizar luego la determinación del valor de los distintos activos y costos en función de ciertas variables explicativas.

La información de base obtenida a partir de la BD de la FERC requiere un procesamiento previo a fin de llevarla a una base de referencia común, teniendo en cuenta la distinta naturaleza/año de referencia de los datos. Así por ejemplo de los Activos de Distribución se informa su valor histórico de compra y no su valor presente, hay datos correspondientes a los años 2015 y/o 2016, etc. Por otro lado, debido a la forma de referenciación de valores económicos entre años, es necesario determinar la participación porcentual en cada costo o gasto de los ítems Mano de Obra y Materiales de origen Nacional e importado, en los principales rubros de costos.

En el Capítulo III de la Parte II se detallan los principales procesamientos realizados y los criterios utilizados en cada caso. En el caso de la participación de la Mano de Obra en los Costos, esta es estimada como un promedio de valores correspondientes al periodo 2015-2016 de empresas de la FERC para el caso de los costos de Administración, OyM de Distribución y OyM de Comercialización. En el caso de la participación en los activos, tanto de comercialización como de distribución, los valores resultan del análisis de la estructura de costos de las empresas distribuidoras de Panamá, ENSA y EDEMET, correspondiente al año 2015, llevadas a valores en dólares internacionales. Los porcentajes de participación de los materiales de origen nacional respecto del total de materiales considerados fueron los del anterior estudio tarifario.

A los datos de las empresas comparadoras resumidos en el Anexo II, valores de costos en dólares de los años 2015 y/o 2016, corresponde aplicar el factor de actualización a los activos y realizar los agrupamientos de los costos ya vistos para obtener valores medios en todos los casos **referidos a junio de 2017 en dólares**. Los valores resultantes para las empresas de la FERC seleccionadas, se indican en el numeral II.5.

Además tenemos que, adoptar una metodología para la selección de las empresas comparadoras y de los cálculos correspondientes no solo implica que el desarrollo de la misma resulte conceptualmente correcto sino también, de manera fundamental, asegurar que se cumplan los preceptos de la Ley. En este sentido **la Ley especifica dos conceptos de particular interés: que las empresas comparadoras sean eficientes y similares** a las empresas panameñas. Por lo tanto, surge la necesidad de fijar un valor límite de eficiencia por debajo del cual la empresa no puede integrar la lista de comparadoras.

En tal sentido, se ha realizado un análisis de eficiencia de las empresas, aplicando una metodología de Análisis de Eficiencia Económica. En el numeral III.4 Eficiencia Económica de la Parte II se presenta el análisis conceptual en detalle.

A partir de los resultados de eficiencia relativa antes determinados dado que, por un lado, no resultaría razonable utilizar como comparadoras empresas menos eficientes que las panameñas actuales y por el otro, la señal de costos debe ser tal de incrementar de forma paulatina la eficiencia,

fijamos el límite inferior de eficiencia en 0.85 para que una empresa pueda ser considerada empresa comparadora, es decir, consideramos comparadoras a todas aquellas empresas con un valor de eficiencia relativa igual o superior a 0.85.

En el Anexo II.11 se muestran **las sesenta y ocho (68) empresas comparadoras finalmente seleccionadas**, cuyos datos se utilizan para calcular las ecuaciones de eficiencia.

Para el caso específico de la ecuación de eficiencia correspondiente a pérdidas, cabe realizar otro análisis. Según lo establecido en el Régimen Tarifario, el coeficiente de pérdidas de energía PD% debe calcularse a partir de una ecuación de eficiencia estimada sobre la base de las pérdidas de las empresas comparadoras respectivas en la muestra representativa. El análisis implicó la remoción de la muestra total de aquellas empresas que en 2016 presentaban pérdidas de energía menores a 6.5% respecto a las ventas de energía eléctrica (en consistencia con el límite establecido en el último cálculo de IMP) excluyendo a dos empresas con pérdidas de 12.47% y 14.49% en el mismo año. Este límite superior fue incluido en la medida en que no es posible aceptar en la muestra empresas que sean menos eficientes (en relación a sus pérdidas) que las empresas panameñas. Finalmente, quedaron seleccionadas dieciocho empresas (18). Estas empresas se muestran en el Anexo II, numeral II.11.

Ecuaciones de Eficiencia:

Para el grupo de empresas comparadoras seleccionadas luego del análisis de eficiencia, se formularon diversos modelos, los cuales se diferencian entre sí por la inclusión de diferentes variables dependientes y las consecuentes variables explicativas.

Para determinar las ecuaciones de eficiencia mediante métodos econométricos se aplicó una metodología de panel a los datos de los años 2015 y 2016. La metodología de datos de panel combina una dimensión temporal (información de los años 2015 y 2016) con otra transversal (información de las 68 empresas comparadoras de la FEREC). La dimensión temporal permite recoger observaciones a lo largo del tiempo (en este caso, información de dos años). Dichos conjuntos de datos están ordenados y la información relevante respecto al fenómeno estudiado es la que proporciona su evolución en el tiempo. Un conjunto transversal de datos contiene observaciones sobre múltiples fenómenos (en este caso en particular, información de múltiples empresas) en un momento determinado. En este caso, el orden de las observaciones es irrelevante. Cabe indicar que la dimensión temporal enriquece la estructura de los datos y es capaz de aportar información que no aparece en un único corte.

En general se observó que los costos tienen como *drivers* principales a las variables clientes y demanda.

Los modelos arrojaron buenos resultados estadísticos, encontrándose que todas las variables explicativas incluidas en los mismos son individualmente y en conjunto estadísticamente significativas y diferentes de cero a un nivel de 5%, y los coeficientes de determinación R^2 se encuentran entre 0.65 y 0.95.

El **conjunto de ecuaciones explicativas de los diferentes conceptos** (Ecuaciones de Eficiencia), derivadas de las formulaciones generales establecidas en el régimen tarifario, son las siguientes:

Activos de Distribución:

$$\ln(AD_i) = 9.311634 + 0.994336 * \ln(DM_i) - 0.837313 * \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right)$$

$$AD_i = 11066.02 * DM_i^{0.994336} * \left(\frac{DM_i}{C_i}\right)^{-0.837313}$$

Activos de Comercialización:

$$\ln(AC_i) = 5.546842 + 0.980746 * \ln(C_i)$$

$$AC_i = 256.43 * C_i^{0.980746}$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$\ln(OM_i) = 6.194047 + 0.901421 * \ln(DM_i) - 0.847476 * \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right)$$

$$OM_i = 489.82 * DM_i^{0.901421} * \left(\frac{DM_i}{C_i}\right)^{-0.847476}$$

Costos de Comercialización:

$$\ln(COM_i) = 4.543242 + 1.004039 * \ln(C_i)$$

$$COM_i = 94.00 * C_i^{1.004039}$$

Costos de Administración:

$$\ln(ADM_i) = 5.906064 + 0.870969 * \ln(C_i)$$

$$ADM_i = 367.26 * C_i^{0.870969}$$

Donde,

C_i son los clientes de la empresa i .

DM_i es la Demanda Máxima de la empresa i .

En el Anexo II, numeral II.10 se presentan los resultados estadísticos del modelo seleccionado.

Determinadas las ecuaciones de eficiencia, la aplicación a las mismas de las variables explicativas correspondientes, permite obtener las inversiones y costos buscados para las empresas distribuidoras de Panamá. Hay que tener presente que los valores obtenidos están expresados en dólares de EEUU, por lo que resulta necesario convertirlos a Balboas.

Los parámetros de las ecuaciones de eficiencia establecidos econométricamente son ajustados a efectos de considerar diferencias de costos (principalmente de mano de obra) entre EE.UU. y Panamá.

Pérdidas estándar o eficientes:

$$\ln(EP_i) = -2.504777 + 0.995822 * \ln(MWhD_i)$$

$$EP_i = 0.08 * MWhD_i^{0.995822}$$

Las pérdidas eficientes de energía de cada una de las empresas panameñas será el resultado del coeficiente de Pérdidas de Energía (PD%). Para calcular el PD% de cada empresa se utilizan los valores que resultan de la ecuación anterior, respecto de la energía total ingresada, aplicando la ecuación establecida en el Régimen Tarifario.

Los porcentajes de pérdidas eficientes que resultan son los siguientes:

% PÉRDIDAS EFICIENTES	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
EDEMET	7.66%	7.66%	7.66%	7.66%
EDECHI	7.71%	7.71%	7.71%	7.71%
ENSA	7.66%	7.66%	7.66%	7.66%

Adicionalmente, se reconoce de manera especial en el período tarifario Julio 2018 a Junio 2022, un adicional por pérdidas no gestionables. Estas pérdidas se determinaron solamente para áreas específicas (zonas rojas) y para estos sectores solo se ha reconocido como adicional el 60% de estas pérdidas con el objetivo de aliviar el impacto que las mismas producen sobre la economía de las empresas y a la vez mantener el incentivo a seguir combatiéndolas. De esta manera a las pérdidas eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia se adiciona, en el caso de ENSA, 1.77% cada año tarifario y en el caso de EDEMET, 1.13% cada año tarifario. En EDECHI se agregó también un porcentaje decreciente para tomar en cuenta el área de Changuinola (de 0.36% a 0%).

Tasa de Rentabilidad (retorno):

La tasa de retorno estimada mediante el análisis de mercado con el método de cálculo WACC es inferior a la banda mínima que resulta de la aplicación del Artículo 101 de la Ley 6. Por lo tanto, no es razonable ni se justifica utilizar una tasa de rentabilidad mayor. Entonces, se utiliza el límite inferior de la banda de aceptación, es decir **una tasa real antes de impuestos de 8.94 %** para el cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos a las empresas de distribución y comercialización para el período de 1 de julio de 2018 al 30 de junio de 2022.

Base de Capital:

La Base de Capital a junio de 2018 para cada empresa distribuidora es estimada a partir de los valores en los libros de contabilidad de la empresa, y a través del análisis de eficiencia establecido en el Régimen Tarifario. A partir de esta base de capital y con los niveles de inversión obtenidos a partir de las ecuaciones de eficiencia, se obtienen los valores de activos (brutos y netos) de distribución y comercialización (base de capital).

De acuerdo a los criterios detallados en los Capítulos II, III y VI de la Parte II (2.1.3 Criterios para el análisis de eficiencia de las inversiones) y a la revisión de las inversiones realizadas por las empresas se aplicaron los siguientes coeficientes de ajuste por eficiencia:

EDEMET	2014	2015	2016	2017	2018
Propiedades y planta	81.52%	93.57%	89.38%	90.00%	90.00%
Sistema de distribución	88.95%	86.36%	88.36%	88.91%	90.00%
Alumbrado Público	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
Comercialización	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%

EDECHI	2014	2015	2016	2017	2018
Propiedades y planta	90.07%	82.14%	89.52%	93.16%	90.00%

EDECHI	2014	2015	2016	2017	2018
Sistema de distribución	82.69%	82.68%	87.44%	87.66%	90.00%
Alumbrado Público	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
Comercialización	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%

ENSA	2014	2015	2016	2017	2018
Propiedades y planta	90.44%	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
Sistema de distribución	89.89%	88.85%	89.57%	87.01%	97.14%
Alumbrado Público	90.00%	90.00%	90.14%	90.52%	90.00%
Comercialización	90.00%	90.00%	90.00%	90.03%	90.00%

Adicionalmente, en función del régimen aprobado, debe procederse a realizar un ajuste por actividades no reguladas que usufructúan infraestructura dedicada a negocios regulados. Los factores de ajuste aplicados a la Base de Capital al 30 de junio de 2014 (ajustada por eficiencia) por la utilización de sus activos en actividades no reguladas, fueron los siguientes:

EMPRESA	FACTOR DE CORRECCIÓN POR INGRESOS DE ACTIVIDADES NO REGULADAS
EDEMET	0.970
EDECHI	0.970
ENSA	0.970

Aplicada la revisión indicada, por eficiencia y actividades no reguladas, a la Base de Capital queda determinada como Base de Capital Inicial (al 30 de junio de 2018) la siguiente:

BASE DE CAPITAL AJUSTADA [En B/.]	EDEMET	ENSA	EDECHI
Activos de Distribución Brutos	810,998,076	596,033,492	167,977,083
Activos de Distribución Netos	444,356,624	359,807,295	88,487,430
Activos de Comercialización Brutos	43,048,380	71,991,940	9,026,687
Activos de Comercialización Netos	31,214,683	52,040,759	6,013,789
Activos de Alumbrado Público Brutos	32,484,434	23,282,932	8,285,002
Activos de Alumbrado Público Netos	24,402,964	15,994,632	5,894,594
Total Activos Brutos	886,530,889	691,308,364	185,288,772
Total Activos Netos	499,974,271	427,842,686	100,395,814

A partir de la base de capital inicial ajustada, los niveles de inversión obtenidos a partir de las ecuaciones de eficiencia y las inversiones requeridas en subestaciones de alta tensión, soterramiento, inversiones por cumplimiento de normas de calidad y de obligaciones establecidas en el contrato de concesión, se obtienen los valores de activos (brutos y netos) de distribución y comercialización (base de capital) para cada empresa.

Los valores correspondientes a Alumbrado Público son los resultantes del activo fijo al término del año 2017 y del plan de inversiones presentado por la distribuidora, en cumplimiento de las normas de calidad del alumbrado público y del crecimiento vegetativo previsto para el periodo tarifario, y se han agregado proyectos puntuales definidos.

Por otro lado, las inversiones declaradas por la empresa, realizadas en el período Julio 2014 a Junio 2018 han sido comparadas con aquellas efectivamente reconocidas por la ASEP en ocasión del cálculo del IMP de dicho período. Corresponde descontar el costo de capital y de depreciación de aquellas inversiones que no han sido ejecutadas, pero si pagadas por los usuarios a través de las tarifas. El valor se descuenta del cálculo del IMP del período Julio 2018 a Junio 2022.

En el caso de ENSA, la empresa ha realizado inversiones mayores a las aprobadas en el IMP del período tarifario, por lo que se hace un reconocimiento adicional. No obstante, a este reconocimiento adicional se le pone un tope correspondiente al 1% del IMP sin pérdidas. Este tope se utiliza para desincentivar las inversiones en exceso.

EMPRESA	DESCUENTO POR INVERSIONES NO EJECUTADAS [En B/.]
EDEMET	15,963,363
EDECHI	16,897,835
ENSA *	5,394,673

Cálculo del IMP:

Los resultados para EDEMET, ENSA y EDECHI se muestran a continuación:

VALOR PRESENTE NETO	Unidades	EDEMET	ENSA	EDECHI
		jul/18-jun/22	jul/18-jun/22	jul/18-jun/22
DISTRIBUCIÓN	Balboas	461,808,039	375,795,741	111,755,253
COMERCIALIZACIÓN	Balboas	148,134,571	153,573,848	41,966,767
ALUMBRADO PÚBLICO	Balboas	20,792,751	13,972,345	5,101,627
Sub-Total	Balboas	630,735,361	543,341,933	158,823,647
PÉRDIDAS ESTÁNDAR EN DISTRIBUCIÓN	Balboas	201,062,116	168,618,862	31,662,385
IMP	Balboas	831,797,477	711,960,796	190,486,032
ENERGÍA FACTURADA SIN AP	MWh	14,728,465	12,951,103	2,851,002
Costo medio total sobre energía Fac. sin AP	B./MWh	56.48	54.97	66.81

En el Anexo I se adjuntan los Cuadros que presentan el detalle de los resultados obtenidos para cada empresa y para cada componente del IMP.

Los factores de descuento utilizados se indican en el punto denominado tasa de descuento.

PARTE II ELEMENTOS DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

En esta sección se presentan los criterios generales aplicables para la determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP) de las empresas de distribución. Específicamente se describe el proceso de análisis para establecer los costos eficientes de Operación y Mantenimiento (OYM) y Administración (ADM), las pérdidas eficientes a reconocer, la proyección de las variables de mercado que se utilizan para el cálculo de IMP (energía inyectada a la red, cantidad de clientes y demanda máxima), y la metodología para determinar la base de capital.

CAPÍTULO II ÁREAS REPRESENTATIVAS

II.1. Introducción

El Artículo 98 de la Ley N° 6 de 1997 determina que el “...*Ente Regulador establecerá un máximo de seis áreas de distribución representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calculará, luego, el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución.*”

En este contexto corresponde analizar y definir las áreas representativas.

II.2. Determinación de las áreas representativas

Las áreas representativas o sistemas eléctricos representativos hacen referencia a sistemas eléctricos que tienen características que pueden considerarse homogéneas.

Estos sistemas pueden caracterizarse con base en una variable o un conjunto de variables o indicadores que pueden tener en cuenta una o más de las siguientes características: densidad de clientes, intensidad de consumo eléctrico, relieve, tecnología usada en las redes, entre otras.

En la práctica, esta definición suele realizarse a través de un análisis de *cluster* o conglomerados, el cual agrupa elementos en grupos lo más homogéneos posibles en función de las similitudes entre ellos y sobre la base de variables observadas.

Antes de iniciar un análisis de *cluster* deben tomarse tres decisiones: (i) selección de las variables relevantes para identificar a los grupos, (ii) elección de la medida de proximidad entre los grupos, y (iii) elección del criterio para agrupar individuos en conglomerados.

La selección de variables es decisiva para identificar adecuadamente a los grupos, de acuerdo con el objetivo del estudio. Para definir estas variables es necesario calcular, sobre la base de la muestra de datos que será utilizada para determinar el IMP de cada área representativa, una serie de indicadores basados en las características que definen la valorización de las instalaciones de la empresa.

Algunas variables relevantes, debido a que conllevan diferencias en los costos asociados a las empresas de redes, son:

- el número de clientes por nivel de tensión;
- la energía vendida o inyectada a la red por nivel de tensión, en MWh;

- la potencia máxima anual registrada en los alimentadores de la red MT, en MW;
- la potencia nominal instalada en los transformadores de clientes MT y en los centros de transformación MT/BT, en MVA;
- la longitud de la red por nivel de tensión y de acuerdo a características urbana - rural, área – subterránea, en km;
- el área de cobertura del servicio, en km²;
- otras características que impactan en los costos de las empresas.

A partir de estas variables es posible construir indicadores apropiados que tengan correlación con los costos de las empresas. Algunos de esos indicadores son:

- Intensidad de consumo: energía / cliente, en cada nivel de tensión o punto de entrega;
- Densidad lineal de la demanda: potencia máxima / longitud de red, energía / longitud de red;
- Factor de uso: energía / potencia, potencia / cliente;
- Estructura: longitud de red urbana / longitud de red total; longitud de red subterránea / longitud de red total; longitud de red subterránea / longitud de red total; longitud de red rural / longitud de red total.

En el presente estudio, una primera dificultad a efectos de realizar un análisis de *clusters* es el hecho de que la información de base utilizada para determinar las empresas comparadoras no dispone de una cantidad de información que resultaría necesaria a efectos de tener un análisis completo, el cual permita determinar áreas representativas con características homogéneas a partir de los indicadores y relaciones arriba comentadas.

Mediante la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018, modificada por la Resolución AN No.12745-Elec de 24 de septiembre de 2018, esta Autoridad aprobó una sola área representativa por cada empresa distribuidora, equivalente a su zona de concesión, aplicable al Régimen Tarifario de Distribución para el periodo del 1° de julio de 2018 al 30 de junio de 2022.

CAPÍTULO III EMPRESAS COMPARADORAS

La ley de electricidad establece en su artículo 98 que el valor agregado de distribución está compuesto por costos de administración, costos de operación y mantenimiento, el costo de pérdidas estándar, costo de depreciación de sus bienes y el costo de oportunidad sobre sus inversiones, los cuales deben corresponder a una empresa distribuidora eficiente. El supuesto de eficiencia tendrá como base en el desempeño de empresas reales similares, nacionales o extranjeras.

Para la selección de las empresas compradoras es sumamente importante que dicha información sea de libre acceso y que cuente con información detallada para un número importante de empresas. Históricamente para estos procesos de revisión tarifaria, se viene empleando la información de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) la cual cumple con los puntos mencionados anteriormente a lo que debe sumarse que los mismos se vienen produciendo y sistematizando periódicamente desde hace aproximadamente 20 años.

Para este proceso se exploraron otras alternativas, siendo el caso del Brasil el que tal vez pudiera resultar de interés. Para esto se trabajó la información puesta a disposición por la ANEEL (el organismo regulador) y se hicieron varios ejercicios obteniéndose resultados poco satisfactorios a lo que se suma que el proceso de recopilación y publicación de datos no es de fácil acceso y data de poco tiempo atrás, que el sistema eléctrico tiene características diferentes y que la regulación ha sufrido cambios en el último proceso tarifario, además de presentar diferencias respecto de la aplicada en Panamá.

Finalmente, en función de las ventajas se decidió aplicar la información de la FERC correspondiente a los años 2015 y 2016 la cual fue obtenida de: <https://www.ferc.gov/docs-filing/forms/form-1/data.asp>, y que consta para el año 2016 de 366 empresas.

III.1. Selección de empresas e información extraída

A los efectos de determinar que empresas de dicha base de datos se utilizaran como Comparadoras, se consideraron los siguientes criterios:

- Se obtienen los datos de la FERC correspondientes a los años 2015 y 2016 correspondientes al *Form 1 - Electric Utility Annual Report*. En el Anexo II se presenta la información empleada, su origen y caracterización (concepto).
- Sobre la base de la información disponible se obtiene la información que será utilizada para la conformación de la base de datos de las empresas comparadoras. La principal información fue la siguiente:
 - Activos (AD+AC+AP),
 - Demanda Pico [MW],
 - N° de Clientes,
 - Costos de OyM (D),
 - Costos de OyM (C),
 - Costos de Administración,
 - Pérdidas de energía [MWh],
 - Venta a Usuarios Propios [MWh],
 - Cantidad de usuarios [N°],
 - Etc.
- En primer lugar, se eliminan de la muestra las empresas que no prestan el servicio de distribución de electricidad.
- Luego se eliminaron de la base aquellas empresas que presentaban información igual a cero (o negativa) en algunas de las variables anteriores.
- Finalmente, se procedió a calcular una serie de indicadores de densidad y se eliminaron los *outliers* (se consideran *outliers* a aquellos indicadores que exceden en más o menos 5 desviaciones estándar). Los indicadores calculados fueron los siguientes:
 - $\text{Activos (AD+AC+AP)} / (\text{Demanda Pico [MW]} * 1000)$,
 - $(\text{Demanda Pico [MW]} * 1000) / \text{N}^\circ \text{ de Clientes}$,
 - $\text{Costos de OyM (D)} / \text{N}^\circ \text{ de Clientes}$,
 - $\text{Activos C} / \text{N}^\circ \text{ de Clientes}$,
 - $\text{Pérdidas de energía [MWh]} / \text{Venta a Usuarios Propios [MWh]}$.

Como resultado de la aplicación de los criterios mencionados, se obtuvo una muestra de 111 empresas comparadoras de la FERC. Estas empresas se muestran en el Anexo II.2.

III.2. Información base recopilada

A continuación, se resume la información recopilada de la base de datos de la FERC, la que luego será procesada para obtener las variables que servirán para el cálculo de las ecuaciones de eficiencia:

- Activos de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público
- Activos Totales
- Activos de Alumbrado Público
- Activos de Comercialización
- Activos de Distribución (ductos)
- Activos de Distribución (líneas aéreas)
- Activos de Distribución (redes subterráneas)
- Activos de Planta General
- Activos con funciones de transmisión con tensiones entre 24 a 115 kV
- Depreciación acumulada de activos de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público
- Depreciación anual de activos de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público
- Costos de Compra de Energía
- Costos de Combustibles
- Costos Totales por Compra de Energía
- Consumo Propio de Energía
- Energía Ingresada al Sistema de distribución
- Energía Suministrada sin Costo
- Energía Vendida a Autoridades
- Energía Vendida a Clientes Propios
- Energía Vendida a Clientes Comerciales
- Energía Vendida a Clientes Industriales
- Energía Vendida a Clientes Residenciales
- Energía Vendida a Otros Clientes
- Energía Vendida Para Alumbrado Público
- Energía Vendida para Reventa
- Energía Vendida Total
- Pérdidas de Energía
- Demanda Máxima
- Cantidad de Clientes
- Costos de Administración
- Costos de Comercialización
- Costos de Distribución
- Costos Totales
- Costo Salarial para Actividades de Distribución
- Costo Salarial para Actividades de Comercialización
- Costo Salarial para Actividades de Administración
- Costo Salarial Total Actividades Eléctricas

- Costo Salarial Payroll
- Costo Salarial Otras Cuentas
- Costo Salarial Total
- Costo de O&M de activos con funciones de transmisión con tensiones entre 24 a 115 kV

Para mantener la coherencia y continuidad regulatoria se ha considerado lo siguiente:

- Los activos correspondientes a redes subterráneas se afectan por un factor 0.4 con el objetivo de tener en cuenta la relación de redes aéreas y subterráneas de las empresas de la FERC y las de Panamá.

Cabe indicar que se revisó información disponible en la FERC con el objetivo de encontrar datos actuales que permitan validar esta relación entre los costos de instalaciones aéreas y subterráneas; sin embargo, la FERC no dispone información sobre las cantidades de instalaciones. Adicionalmente, se evaluó la disponibilidad de información pública de empresas distribuidoras de EE. UU., encontrando referencias recientes que indican que dicha relación se encuentra entre un 33% y un 50%. Dado que el valor históricamente utilizado es de 60% (=1-0.4), y siendo que el mismo se encuentra cercano al rango relevado, se ha decidido mantenerlo.

Figura 1 Costo de redes subterráneas

Cost of underground

Generally, the cost to install underground distributions lines is two to three times the cost to install overhead distribution lines.

Below is an estimated cost difference between an overhead and underground construction project, as well as some other considerations.

	Overhead	Underground
Cost to install new distribution lines ²	\$590,000 to \$830,000 per mile	\$900,000 to \$3 million per mile
Other considerations	<ul style="list-style-type: none"> • Initial costs for tree trimming during installation, as well as ongoing vegetation management costs • Minimal cost and environmental impact related to low disturbance of native soil material during construction (pole installation). • Costs less to maintain, repair, upgrade and relocate • Damages from car-pole accidents, trees and equipment failure occur more frequently 	<ul style="list-style-type: none"> • Initial costs for tree removal during installation, as well as nominal ongoing vegetation management costs • High cost and potential for adverse environmental impact related to the disturbance of native soil material during construction (trench, haul out, backfill and restoration). • Costs more to maintain, repair, upgrade or relocate • Damages from third party dig-ups, tree roots, and equipment failure occur less frequently

² There are many factors that affect the costs of both underground and overhead projects, such as the size of wire (feeder, 3-phase, small wire, or single phase), jurisdictional permit requirements, the number of trees affected, paving, geography, wetlands, etc.



Fuente: PSE's electric power system- Underground distribution lines. PSE – Puget Sound Energy

Nota: el subrayado es propio.

- Se incluye en la información de activos las redes con tensiones de entre 24 kV y 115 kV que bajo parámetros de la FERC son consideradas como que cumplen funciones de transmisión.
- Debido al punto anterior se adicionan los respectivos costos de O&M.

En el Anexo II, punto II.3 Información de Base Recopilada, se presenta la información detallada.

III.3. Tratamiento de datos de las empresas comparadoras

Los datos obtenidos de la base de datos de la FERC requieren de un ajuste con el objetivo de que los mismos puedan ser utilizados en la determinación de las ecuaciones de eficiencia. Algunos de los factores relevantes que determinan la necesidad de este procesamiento son:

- Tanto los valores de los activos como de los costos de operación y mantenimiento están registrados a valor corriente, de modo que resulta necesario ajustarlos al año base del estudio (junio de 2017).
- De igual forma que en el punto anterior, los datos empleados corresponden a los años 2015 y 2016, por lo que requiere que sean uniformizados a precios constantes del año base.
- La información recopilada consiste en datos que en muchos casos corresponden a empresas que integran completamente la cadena eléctrica (generación, transmisión y distribución) de modo que resulta necesario hacer ajustes y asignaciones con el objetivo de asegurar que la información empleada para la determinación de las ecuaciones de eficiencia corresponda exclusivamente al servicio de distribución.
- Finalmente, la normativa de Panamá requiere que el IMP se calcule con determinado nivel de desagregación que consecuentemente también debe conseguirse de la información de la FERC ya comentada.

III.3.1. Actualización del valor de los activos

Los registros de activos de la base de datos de la FERC son a valores corrientes, en donde la fecha de activación de estos es desconocida. Como se mencionó, dichos registros deben ser actualizados a la fecha base del estudio, junio de 2017 (*año_base*) para lo cual se requiere conocer la fecha de activación de estos, la cual se estima de la siguiente manera:

1. Se determina el tiempo promedio de depreciación de los activos la cual se obtiene como la relación entre la depreciación bruta y la depreciación del último año.
2. Se estima la fecha media de activación (*fecha_med_act*) como la diferencia entre 31/12 del año correspondiente (2015 ó 2016) y el tiempo promedio de depreciación obtenido en 1).
3. Finalmente se ajustan los valores considerando separadamente el componente de mano de obra (F_{ajuste_MO}) de los otros costos (F_{ajuste_otros}). La mano de obra se ajusta por el índice de precios al consumidor (IPC) de Estados Unidos y los restantes componentes de costos por el promedio entre el IPC y el índice de precios industriales (IPI) de Estados Unidos de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$F_{ajuste_MO} = \frac{IPC_{año_base}}{IPC_{fecha_med_act}}$$

$$F_{ajuste_otros} = \frac{\text{promedio}(IPC_{año_base}; IPI_{año_base})}{\text{promedio}(IPC_{fecha_med_act}; IPI_{fecha_med_act})}$$

Los valores del $IPC_{año_base}$ (al 30 de junio de 2017) y del $IPI_{año_base}$ (al 30 de junio de 2017) fueron extraídos del sitio *web* de la oficina de estadísticas laborales (*Bureau of Labor Statistics*) de Estados Unidos (<https://www.bls.gov/cpi/> y <https://www.bls.gov/ppi/> respectivamente), y son los siguientes:

$$IPC_{\text{año_base}} = 244,96$$

$$IPI_{\text{año_base}} = 206.70$$

Los valores del $IPC_{\text{fecha_med_act}}$ y del $IPI_{\text{fecha_med_act}}$ varían en cada caso, de acuerdo con la fecha de activación de cada activo, y también fueron obtenidos de la página *web* de oficina de estadísticas laborales. En el Anexo IV se presenta la serie de los índices de precios utilizados.

III.3.2. Costos de operación, mantenimiento y distribución

Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento correspondientes a las actividades de distribución se tomó en consideración la siguiente información:

Tabla 1 FERC – información de costos operación y mantenimiento de distribución

Ref. FERC FORM N° 1	RowLiteral	Row_number	Ref. Base de Datos	
			Tabla	Col
p322 L134	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L136	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L137	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L138	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L141	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L142	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L143	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L146	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L14	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L149	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L150	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L151	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L135	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L147	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L154	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p422-423	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2016	Varias

III.3.3. Costos de comercialización

Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento correspondientes a las actividades de comercialización se tomó en consideración la siguiente información:

Tabla 2 FERC – Información de costos operación y mantenimiento de comercialización

Ref. FERC FORM N° 1	RowLiteral	Row_number	Ref. Base de Datos	
			Tabla	Col
p322 L153	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L164	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p323 L171	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt

Ref. FERC FORM N° 1	RowLiteral	Row_number	Ref. Base de Datos Tabla	Col
p323 L178	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt
p322 L140	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt

III.3.4. Asignación de activos y costos comunes

Muchas de las empresas contenidas en la base de datos de la FERC realizan además de las actividades de distribución de electricidad otras como generación, transmisión, etc. Esto requiere que aquellos costos o activos comunes deban ser asignados específicamente a las actividades que son objeto de este estudio.

De acuerdo con lo indicado, para los activos de planta general se determina el porcentaje de asignación a los activos de distribución y comercialización a partir de la relación existente entre los activos de distribución/comercialización respecto de los activos totales (a los que se les descuenta los activos de planta general), tal como indica la siguiente expresión:

$$ActivosPlantaGeneral_i = \frac{Activos_i}{ActivosTotales - ActivosPlantaGeneral}$$

Donde:

ActivosPlantaGeneral_i = Corresponde a los activos de planta general asignados a las actividades i, con i = Distribución y Comercialización.

Activos_i = Corresponde a los activos de las actividades i.

ActivosTotales y *ActivosPlantaGeneral* = corresponde a los activos totales de la empresa y los correspondiente a planta general respectivamente.

III.3.5. Costos de administración

Al igual que en el caso anterior para los costos de administración es necesario determinar que parte de ellos es la que corresponde a las actividades de comercialización y distribución de electricidad. Para esto se realiza una asignación de estos de acuerdo a la participación que en términos de costos representan los correspondientes a las actividades de distribución y comercialización respecto del total de costos de explotación (costos de operación y mantenimiento + costos de comercialización + costos de administración) de la empresa excluyendo los correspondientes a compra de combustibles y generación. Tal como indica la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} CostosAdministración_i &= CostosAdministración / ((CostosTotales - CostosAdministración \\ &- CompraComb - Generación) * (CostosDistribución \\ &+ CostosComercialización)) \end{aligned}$$

Dónde:

CostosAdministración = Corresponde a los costos de administración asignados a las actividades de distribución y comercialización.

CostosTotales = Corresponde a los costos totales de explotación de la empresa.

CostosAdministración = Corresponden a los costos totales de administración de la empresa.

CompraComb = Corresponde a los costos por compra de combustible para la generación.

Generación = Corresponde a los costos totales por compra de energía.

CostosDistribución y CostosComercialización = Corresponden a los costos correspondientes a las actividades de distribución y comercialización respectivamente tal como se indicó en los numerales **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y III.3.3.

III.3.6. Participación de la mano de obra

Dado que será necesario homogenizar la información tanto en lo que se refiere a fechas (precios que están a valores corrientes de distintos años) como en lo que se refiere a diferencias de costo entre países (Panamá y Estados Unidos) requiere conocer el grado de participación del componente mano de obra en los costos totales (tanto de activos y como de operación).

Para determinar la participación de la mano de obra en los costos de operación y mantenimiento de distribución (OM), comercialización (COM) y administración (ADM) se consideraron datos de las empresas comparadoras obtenidas a partir de la base de datos de la FERC, la cual tiene información desglosada de los sueldos y salarios. Se adoptaron para todos los casos los valores medios para el periodo 2015/2016, resultando:

Tabla 3 Participación de los costos de mano de obra en los costos de explotación

Costo	% Mano de Obra
OM	47.8%
COM	28.5%
ADM	57.7%

En cuanto a los activos de distribución (AD) y los activos de comercialización (AC), la información de la FERC no permite obtener la participación de la mano de obra en el total de los costos. De esta forma, para determinar esta participación, se consideró información de las empresas distribuidoras de Panamá, ENSA, EDEMET y EDECHI, correspondiente al año 2015.

Tabla 4 Participación de los costos de mano de obra en los costos de activos [en Balboas de 2015]

Tipo de Activo	Activos Totales	Materiales	Mano de Obra (MO)	% MO / Activos Totales
EDEMET AD	52,024,481	35,455,042	16,569,439	31.8%
EDECHI AD	9,440,634	6,358,861	3,081,772	32.6%
ENSA AC	7,611,135	6,361,895	1,249,240	16.4%
ENSA AD	52,926,746	35,657,348	17,269,398	32.6%
Total Activos de Distribución	114,391,860	77,471,251	36,920,609	32.3%
Total Activos de Comercialización (*)	7,611,135	6,361,895	1,249,240	16.4%

Dado que dichos valores están referenciados a Panamá, cuyos costos y poder adquisitivo difiere del observado en Estados Unidos, es necesario ajustar los mismos para tenerlos en una base homogénea con la información de la FERC (en dólares internacionales). Para éstos se utilizó el procedimiento explicado más adelante en este documento (ver numeral III.6 de la Parte II).

Los valores finales resultantes del procedimiento de ajuste se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5 Participación de los costos de mano de obra en los costos de activos [en USD de 2015]

Actividad	Activos Totales	Materiales	Mano de Obra	% MO / Activos Totales
EDEMET AD	88,413,854	36,737,169	51,676,685	58.4%
EDECHI AD	16,200,228	6,588,811	9,611,417	59.3%
ENSA AC	10,488,077	6,591,954	3,896,123	37.1%
ENSA AD	90,806,505	36,946,791	53,859,714	59.3%
Total Activos de Distribución	195,420,586	80,272,771	115,147,815	58.9%
Total Activos de Comercialización (*)	10,488,077	6,591,954	3,896,123	37.1%

III.3.7. Participación de los materiales

Los porcentajes de participación de los materiales de origen nacional respecto del total de materiales considerados fueron los del anterior estudio tarifario, ya que no se disponía de nueva información de las empresas de distribución de Panamá que permitiera actualizarlos y se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 6 Participación de los materiales nacionales en el total de materiales

Costo	% Nacional
AD	10%
AC	10%
OM	10%
COM	15%
ADM	25%

III.4. EFICIENCIA ECONÓMICA

III.4.1. Introducción

De acuerdo al artículo 98 de la Ley N° 6 de 1997, el Valor Agregado de Distribución se debe calcular bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución, el cual tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras.

En este numeral se presenta el análisis implementado para la determinación de la eficiencia de las empresas de Panamá.

En términos generales dicha metodología refleja los lineamientos seguidos por la ASEP en la determinación del IMP para las Empresas de Distribución Eléctrica para los períodos de julio 2010 a junio 2014 y de julio 2014 a junio de 2018; en este sentido, la eficiencia es calculada mediante métodos de *benchmarking* con empresas distribuidoras de energía eléctrica de Estados Unidos, reguladas por la FERC.

Los métodos utilizados para el cálculo de las puntuaciones de eficiencia son tanto paramétricos (Mínimos Cuadrados Ordinarios –OLS, por sus siglas en inglés-), como así también no paramétricos (*Data Envelopment Analysis* –DEA-).

La aplicación del método econométrico utilizado para determinar los parámetros de las ecuaciones de eficiencia es precedida por el cálculo de una frontera (DEA) para seleccionar las empresas Comparadoras Eficientes.

Una vez seleccionado el universo de empresas que va a ser objeto de comparación se procede al cálculo de la función de costos eficientes por la metodología paramétrica.

El modelo DEA realiza una estimación no paramétrica de la Frontera de Eficiencia (FE) utilizando programación lineal, la cual permite la iteración simultánea entre múltiples inputs utilizados y outputs producidos. Al igual que en las demás herramientas de benchmarking práctico, el desempeño de cada empresa se mide con relación al desempeño del total de empresas de la muestra a través de un Puntaje de Eficiencia (PE). Las empresas que componen la FE tienen un PE técnico igual a uno, indicando que las mismas utilizan la mínima cantidad de inputs para obtener la misma cantidad de outputs que empresas similares. Para las empresas que no se ubican en la FE, el PE indica la reducción proporcional de los inputs para alcanzar la frontera de eficiencia.

En particular, el modelo DEA especificado fue de rendimientos variables de escala, con orientación a insumos (es decir, a aquellas variables que son gestionables por parte de las empresas distribuidoras: los costos de explotación, los costos de capital y las pérdidas de energía). Esta especificación permite estimar la eficiencia técnica sin los efectos de la eficiencia de escala (eficiencia técnica pura). En esta especificación se asume que, si el incremento de producto es proporcionalmente menor al incremento en los insumos, la empresa verifica un proceso productivo de rendimientos decrecientes a escala (que es lo usual en la actividad de distribución de energía eléctrica).

III.4.2. Base de Datos

La base de datos a utilizar contiene datos de la FERC de 111 empresas distribuidoras de energía eléctrica con información de costos de activos y explotación, pérdidas, energía y cantidad de clientes de los años 2015 y 2016; y de las 3 distribuidoras panameñas objeto del estudio (ENSA, EDEMET y EDECHI) (ver Anexo II.2).

La inclusión de las empresas panameñas es relevante en la medida en que permite verificar el puesto que éstas ocupan en el ranking de eficiencia -es decir, cuál es su situación real en comparación con las que serán las empresas comparadoras- así como asegurar que, en promedio, las empresas comparadoras no sean más ineficientes que las empresas de Panamá que están bajo evaluación.

Adicionalmente, en esta oportunidad, se recopiló información de índices de calidad de servicio a efectos de incluirlos en el análisis de eficiencia. En Panamá, el marco regulatorio de la calidad de suministro de energía eléctrico está regido por las Normas de Calidad del Servicio Técnico, aprobadas por la Resolución AN No. 6001-Elec, de marzo de 2013 (con entrada en vigor en enero de 2015), así como en las Resoluciones JD-764, JD-765, JD-4465, JD-4466 y JD-4730. La normativa de calidad en Panamá establece los indicadores SAIDI y SAIFI (cuyas fórmulas de incluyen en el recuadro más abajo) para evaluar la confiabilidad

del servicio eléctrico. Ambos indicadores están calculados sobre incidencias mayores a 3 minutos.

Para las empresas de la muestra de la FERC se obtuvo la información de índices de calidad de servicio (SAIDI y SAIFI) en la *U.S. Energy Information Administration (EIA)*¹.

Dado que en el caso de las empresas panameñas la información de estos índices está desagregada en áreas rurales y urbanas, a efectos de homogeneizar el análisis con la información de las empresas de EE. UU. se estimó un solo valor de SAIFI y SAIDI ponderando los índices de acuerdo con la cantidad de clientes en áreas rurales y urbanas de cada empresa.

Adicionalmente, considerando que en el caso de Panamá se miden incidencias mayores a 3 minutos, mientras en el caso de las empresas de Estados Unidos se miden incidencias mayores a 5 minutos, se recalcularon los índices de las empresas de Panamá considerando incidencias mayores a 5 minutos, considerando información de detalle provista por la ASEP. En las tablas siguientes se presenta la información de índices de calidad de las empresas de Panamá:

Tabla 7 Indicadores de calidad de las empresas de Panamá ponderados

Índice	ENSA		EDEMET		EDECHI	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016
SAIFI (> 5min)	9.77	7.62	22.24	21.38	23.94	17.22
SAIDI (> 5min) (*)	24.93	23.91	82.76	82.35	78.30	51.75
SAIDI (> 5min) (*)	1,495.65	1,434.40	4,965.63	4,940.94	4,697.88	3,105.26

Nota (*): el SAIDI de la segunda fila está expresado en horas, mientras el SAIDI de la última fila está expresado en minutos.

Cabe indicar que la EIA no disponía de información completa para las 111 empresas de la FERC de la muestra. En este contexto, quedaron para el análisis un total de 107 empresas, incluyendo las tres empresas de Panamá.

Específicamente, fueron eliminadas de la muestra de 111 empresas las siguientes:

Tabla 8 Empresas sin información de indicadores de calidad

ID	EMPRESA
3	Alaska Electric Light and Power Company
84	Lockhart Power Company
95	MDU Resources Group, Inc.
119	Northern Indiana Public Service Company
187	Avista Corporation
202	Chugach Electric Association, Inc.
269	Golden State Water Company
288	UNS Electric, Inc.

En el Anexo II se presentan las empresas seleccionadas para formar parte de la Base de Datos a utilizar en el análisis de eficiencia. Además, se ha incluido el valor del indicador SAIDI que será utilizado para el análisis para las 103 empresas de Estados Unidos.

¹ <https://www.eia.gov/>

A modo de resumen, en la tabla siguiente se presenta el valor promedio del SAIDI y SAIFI de las 103 empresas de Estados Unidos consideradas en la muestra (ponderado por la cantidad de clientes) y el SAIDI y SAIFI de las 3 empresas de Panamá:

Tabla 9 Indicadores de calidad de las empresas de Estados Unidos (promedio) y de las empresas de Panamá – Promedio 2015-2016 (minutos por año)

Indicador	Empresas Estados Unidos (promedio 103 empresas)	ENSA	EDEMET	EDECHI
SAIDI	120.52	1,465.02	4,953.29	3.901.57
SAIFI	1.27	8.70	21.81	20.58

En el Anexo II se desarrolla el análisis sobre la calidad del servicio de las empresas de la FERC y las de Panamá.

Adicionalmente, se presenta un resumen explicativo de los métodos de Benchmarking y una lista de bibliografía sobre análisis de eficiencia de empresas distribuidoras considerando el modelo DEA (Análisis Envoltente de Datos), incluyendo indicadores de calidad de servicio que fue considerada como referencia para el presente análisis.

Las variables utilizadas para el cálculo de la frontera de eficiencia (realizado a partir de un DEA) son las siguientes:

- Insumos:
 - costo de los Activos de Distribución (AD),
 - costo de los Activos de Comercialización (AC),
 - costos de Operación y Mantenimiento de Distribución (OM),
 - costos de Operación y Mantenimiento de Comercialización (COM),
 - costos de Operación y Mantenimiento de Administración (ADM),
 - pérdidas de energía (EP),
 - SAIDI x N° total de usuarios.
- Productos:
 - número de clientes (CL),
 - energía inyectada (EI).

En todos los casos se consideraron valores promedio de los años relevados: 2015 y 2016.

III.4.3. Selección de las comparadoras en base a su eficiencia

Siguiendo con la metodología se procedió a simular un modelo DEA sobre el total de 106 empresas (103 empresas de la FERC más las tres empresas de distribución de Panamá), a los fines de determinar como empresas comparadoras sólo aquellas con una eficiencia superior al 85%.

El procesamiento se efectuó por el método de rendimientos variables de escala (VRS).

En el Anexo II se presentan los resultados del análisis de eficiencia, y se incluye el listado de las empresas comparadoras, es decir, con eficiencia mayor a 85%. Se observa que las tres empresas de Panamá quedan incluidas dentro de las 71 empresas eficientes (eficiencia mayor a 85%). Esto tiene su principal explicación debido a que las empresas panameñas tienen costos sensiblemente menores que las empresas de Estados Unidos, lo que implica que

requieren menos insumos para obtener el mismo producto. Sin embargo, cabe notar que la calidad de servicio, medida por el indicador SAIDI, es peor en el caso de las empresas de Panamá, aunque este indicador tiene menor peso que los costos en el análisis, implicando que las empresas de Panamá continúan resultando con eficiencia superior a 85% cuando se incluye el indicador de calidad.

Estas 68 empresas fueron utilizadas para determinar los parámetros de las ecuaciones de eficiencia, una vez eliminadas aquellas empresas con una eficiencia inferior al 85%.

Cabe indicar que en esta oportunidad se decidió incrementar el criterio de eficiencia en de 80% a 85. Lo anterior, considerando que la Ley 6 de 1997 busca incentivar la eficiencia económica en el desarrollo de las actividades del sector, incluyendo la distribución de energía eléctrica, siendo la fijación de metas de eficiencia un instrumento de la intervención estatal (Artículo 5 de la Ley 6).

En particular, el Artículo 97 de la Ley 6 indica que: *“Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procura que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no sólo los costos, sino los **aumentos de productividad esperados**, y que éstos deben **distribuirse entre la empresa y los clientes**; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se beneficien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia.”*²

En este sentido, se entiende necesario que luego de varias revisiones tarifarias de distribución, se revise por primera vez el criterio de eficiencia operativa y de gestión del servicio, de acuerdo con lo normado en la Ley.

III.5. ANÁLISIS DE REGRESIÓN Y ESTIMACIÓN DE LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA

III.5.1. Ecuaciones de eficiencia de costos y activos

Para el grupo de empresas comparadoras seleccionadas luego del análisis de eficiencia, se formularon diversos modelos los cuales se diferencian entre sí por la inclusión de diferentes variables dependientes y las consecuentes variables explicativas.

Para determinar las ecuaciones de eficiencia mediante métodos econométricos se aplicó una metodología de panel a los datos de los años 2015 y 2016. La metodología de datos de panel combina una dimensión temporal (información de los años 2015 y 2016) con otra transversal (información de las 68 empresas comparadoras de la FERC). La dimensión temporal permite recoger observaciones a lo largo del tiempo (en este caso, información de dos años). Dichos conjuntos de datos están ordenados y la información relevante respecto al fenómeno estudiado es la que proporciona su evolución en el tiempo. Un conjunto transversal de datos contiene observaciones sobre múltiples fenómenos (en este caso en particular, información de múltiples empresas) en un momento determinado. En este caso, el orden de las observaciones es irrelevante. Cabe indicar que la dimensión temporal enriquece la estructura de los datos y es capaz de aportar información que no aparece en un único corte.

² Lo destacado es propio.

En general se observó que los costos tienen como *drivers* principales a las variables clientes y demanda.

Se probaron diversas especificaciones de modelos, siendo las funciones finalmente consideradas para determinar los costos eficientes las siguientes:

$$\ln(AD_i) = \alpha + \gamma * \ln(DM_i) + \delta * \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right) + \mu$$

$$\ln(AC_i) = \alpha + \beta * \ln(C_i) + \mu$$

$$\ln(OM_i) = \alpha + \gamma * \ln(DM_i) + \delta * \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right) + \mu$$

$$\ln(COM_i) = \alpha + \beta * \ln(C_i) + \mu$$

$$\ln(ADM_i) = \alpha + \beta * \ln(C_i) + \mu$$

Donde:

AD_i son los Activos de Distribución de la empresa i .

AC_i son los Activos de Comercialización de la empresa i .

OM_i son los Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución de la empresa i .

COM_i son los Costos de Operación y Mantenimiento de Comercialización de la empresa i

ADM_i son los Costos de Operación y Mantenimiento de Administración de la empresa i .

DM_i es la Demanda Máxima de la empresa i .

C_i son los clientes de la empresa i .

α (la constante), β , γ y δ representan los coeficientes de la regresión lineal, estimados mediante Mínimos Cuadrados Ordinarios, mientras μ representa el residuo.

Todas las variables fueron expresadas en logaritmo natural (\ln).

Los modelos arrojaron buenos resultados estadísticos, encontrándose que todas las variables explicativas incluidas en los mismos son individualmente y en conjunto estadísticamente significativas y diferentes de cero a un nivel de 5%, y los coeficientes de determinación R^2 se encuentran entre 0.65 y 0.95.

En el Anexo II, numeral II.10 se presentan los resultados estadísticos de los modelos seleccionados.

Los coeficientes estimados (a precios de junio de 2017) fueron:

Tabla 10 Parámetros estimados de las ecuaciones de costos

Variable Exógena	Parámetro	Variable Endógena				
		AD	AC	OM	COM	ADM
$\ln(DM_i)$	$[\gamma]$	0.994336		0.901421		
$\ln(C_i)$	$[\beta]$		0.980746		1.004039	0.870969
$\ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right)$	$[\delta]$	-0.837313		-0.847476		
Constante	$[\alpha]$	9.311634	5.546842	6.194047	4.543242	5.906064

Mediante la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018, modificada por la Resolución AN No.12745-Elec de 24 de septiembre de 2018, esta Autoridad aprobó las empresas comparadoras cuyas características técnicas y financieras se utilizaron para establecer las ecuaciones de eficiencia usadas para calcular los costos eficientes de Operación y Mantenimiento de Distribución, Comercialización, Administración, las inversiones eficientes y las pérdidas de energía para estimar el Ingreso Máximo Permitido a las empresas distribuidoras en la República de Panamá para el periodo del 1° de julio de 2018 al 30 de junio de 2022. Las ecuaciones aprobadas son las siguientes:

Activos de Distribución:

$$\ln(AD_i) = 9.311634 + 0.994336 * \ln(DM_i) - 0.837313 * \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right)$$

$$AD_i = 11066.02 * DM_i^{0.994336} * \left(\frac{DM_i}{C_i}\right)^{-0.837313}$$

Activos de Comercialización:

$$\ln(AC_i) = 5.546842 + 0.980746 * \ln(C_i)$$

$$AC_i = 256.43 * C_i^{0.980746}$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución:

$$\ln(OM_i) = 6.194047 + 0.901421 * \ln(DM_i) - 0.847476 * \ln\left(\frac{DM_i}{C_i}\right)$$

$$OM_i = 489.82 * DM_i^{0.901421} * \left(\frac{DM_i}{C_i}\right)^{-0.847476}$$

Costos de Comercialización:

$$\ln(COM_i) = 4.543242 + 1.004039 * \ln(C_i)$$

$$COM_i = 94.00 * C_i^{1.004039}$$

Costos de Administración:

$$\ln(ADM_i) = 5.906064 + 0.870969 * \ln(C_i)$$

$$ADM_i = 367.26 * C_i^{0.870969}$$

Donde,

C_i son los clientes de la empresa i .

DM_i es la Demanda Máxima de la empresa i .

III.5.2. Ecuación de eficiencia de pérdidas

Las pérdidas eficientes se determinaron considerando un ajuste a la muestra de empresas comparadoras de la FERC. Básicamente, el ajuste implicó la remoción de la muestra total de aquellas empresas que en 2016 presentaban pérdidas de energía menores a 6.5% respecto a las ventas de energía eléctrica (en consistencia con el límite establecido en el último cálculo de IMP) y excluyendo a dos empresas con pérdidas de 12.47% y 14.49% en el mismo año. El límite superior fue incluido en la medida en que no es posible aceptar en la muestra

empresas que sean menos eficientes (con relación a sus pérdidas) que las empresas panameñas. Finalmente, quedaron seleccionadas 18 empresas. Estas empresas se muestran en el Anexo II, numeral II.11.

Considerando la muestra ajustada, se simuló la siguiente ecuación de pérdidas eficientes:

$$\ln(EP_i) = \alpha + \beta * \ln(MWhD_i) + \mu$$

Donde:

EP_i son las pérdidas de energía de la empresa i , en MWh

$MWhD_i$ es la energía inyectada a la red de la empresa i , en MWh.

α (la constante) y β representan los coeficientes de la regresión lineal, estimados mediante Mínimos Cuadrados Ordinarios, mientras μ representa el residuo.

Todas las variables fueron expresadas en logaritmo natural (\ln).

El modelo simulado arrojó buenos resultados estadísticos, encontrándose que todas las variables explicativas incluidas en el mismo son individualmente y en conjunto estadísticamente significativas. El R^2 resultó igual a 0.99.

En el Anexo II, numeral II.12 se presentan los resultados estadísticos del modelo seleccionado.

Los coeficientes estimados de la ecuación anterior fueron:

Tabla 11 Parámetros estimados de la ecuación de pérdidas

Variable	EP
$\ln(MWhD)$ [β]	0.995822
Constante [α]	-2.504777

A continuación, se muestra la Ecuación de **Pérdidas Estándar o Eficientes**:

$$\ln(EP_i) = -2.504777 + 0.995822 * \ln(MWhD_i)$$

$$EP_i = 0.08 * MWhD_i^{0.995822}$$

Donde,

EP_i son las pérdidas de energía de la empresa i , en MWh.

$MWhD_i$ es la energía inyectada a la red de la empresa i , en MWh.

III.6. Procesamiento de los resultados obtenidos en las ecuaciones de eficiencia

Los parámetros de las ecuaciones de eficiencia incluidos en la Tabla 10 se aplican a los datos físicos de la empresa de distribución de Panamá (demanda máxima y número de clientes) que correspondan con las proyecciones realizadas para el próximo período tarifario (2018-2022), y sus resultados posteriormente ajustados para llevarlos a precios representativos de Panamá, cuyo poder adquisitivo y costos difieren de los observados en Estados Unidos, de

acuerdo a los siguientes criterios (consistentes con los aplicados en la última revisión tarifaria de distribución):

1. Los costos totales se desagregan en costos de mano y de obra, y costos de materiales y equipos.
2. Los costos de mano de obra se ajustan considerando las diferencias salariales entre el país donde se encuentran las empresas comparadoras (EE. UU.) y Panamá, existentes en el año 2016 (para el cual se disponía de información completa para realizar este cálculo). En efecto, a la hora de determinar los costos eficientes de las distribuidoras de Panamá considerando empresas comparadoras de otro país es preciso tener en cuenta que los costos laborales pueden diferir entre países. Para determinar las diferencias salariales existentes entre ambos países se considera la siguiente fórmula, la cual ya ha sido utilizada por la ASEP en el cálculo del IMP actualmente vigente:

$$CLR^{K(M)} = \left[\frac{REM^{K(K)} / PBI_{cf}^{K(K)}}{REM^{M(M)} / PBI_{cf}^{M(M)}} \right] \times PPA^{K(M)}$$

Siendo:

$REM^{K(K)}$: Remuneración Total de la Mano de Obra del país de moneda K

$REM^{M(M)}$: Remuneración Total de la Mano de obra del país de moneda M

$PBI_{cf}^{K(K)}$: Producto Bruto Interno a costo de factores del país de moneda K

$PBI_{cf}^{M(M)}$: Producto Bruto Interno a costo de factores del país de moneda M

$PPA^{K(M)}$: Paridad del Poder Adquisitivo del país de moneda K con el país de moneda

Tabla 12 Costo Laboral Relativo

País	Concepto	Unidad	Valor
Panamá (país K)	PBI a costo de factores	Millones de balboas 2016	50,064
	Remuneración asalariados	Millones de balboas 2016	16,715
	PPP		0.59
EE.UU. (país M)	PBI a costo de factores	Billones de dólares 2016	16,712
	Remuneración asalariados	Billones de dólares 2016	10,015
	Costo Laboral Relativo		0.321

Fuente: Fondo Monetario Internacional (FMI), Comisión Económica para América Latina (CEPAL), Bureau of Economic Analysis (BEA)

Nota: el costo laboral relativo se estimó con datos del año 2016, último año para el cual se cuenta con información completa.

De esta forma, para ajustar el componente de mano de obra de acuerdo a las diferencias salariales, se considera que en Estados Unidos el nivel de los salarios es 3.12 veces más alto que en Panamá (1/0.321).

Para determinar el porcentaje de los costos de la mano de obra respecto a los costos totales se considera información de la base de datos de la FERC, específicamente de

la muestra de empresas comparadoras utilizadas para determinar la regresión, así como información de las empresas de distribución de Panamá (ver numeral III.3.6):

Tabla 13 Porcentaje de costos de mano de obra

Tipo de Costo	%
AD	58.9%
AC	37.1%
OM	47.8%
COM	28.5%
ADM	57.7%

- Los costos de materiales y equipos se desagregan en costos transables y costos no transables. Los costos que se ajustan, para llevarlos desde USD puestos en Estados Unidos a USD puestos en Panamá, son los costos no transables, los cuales se ajustan considerando el tipo de cambio PPP del año 2016, publicado por el FMI, igual a 0.59.
- Para determinar el porcentaje de costos no transables en los costos de materiales y equipos se asumieron los siguientes porcentajes, utilizados en la anterior revisión tarifaria de distribución:

Tabla 14 Porcentaje de costos de mano de obra en los costos de materiales y equipos

Tipo de Costo	%
AD	10%
AC	10%
OM	10%
COM	15%
ADM	25%

En resumen, para ajustar los costos resultantes de las ecuaciones de eficiencia, cuya referencia es Estados Unidos, a valores puestos en Panamá, se considera la siguiente ecuación:

$$CT_{PA} = CT_{USA} * [\%MO * CLR + \%ME * \%NT * PPP + \%ME * (1 - \%NT)]$$

Dónde:

CT_{PA} son los costos referidos en Panamá.

CT_{USA} son los costos referidos en Estados Unidos.

$\%MO$ es el porcentaje de los costos totales asociados a mano de obra.

CLR es el costo laboral relativo, que representa las diferencias salariales entre dos países.

$\%ME$ es el porcentaje de los costos totales asociados a materiales y equipos ($\%MO + \%ME = 1$).

$\%NT$ es el porcentaje de costos no transables asociados a los costos de materiales y equipos.

PPP es el índice PPP, que representa las diferencias del poder adquisitivo de 1 USD entre dos países.

III.6.1. Ajuste de los resultados obtenidos en las ecuaciones de eficiencia

Los resultados obtenidos estarán a precios de junio de 2017, año base considerado en el presente cálculo. Para ajustarlos a valores del año base del estudio tarifario que permita determinar el IMP de las empresas distribuidoras de Panamá, se propone estimar un factor de ajuste considerando la siguiente fórmula, consistente con la metodología de cálculo considerada para llevar los valores desde EE. UU a Panamá explicada en el numeral III.6:

Los costos no transables se definen como aquellos costos que varían de acuerdo con la inflación interna de Panamá, representada por el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censo de Panamá (INEC), y que son los costos de mano de obra y los costos de materiales nacionales. El resto de los costos, costos transables, varían de acuerdo con las variaciones del tipo de cambio, por lo tanto, no se ajustan.

Para determinar el porcentaje de los costos de explotación (operación y mantenimiento, comercialización y administración) y de activos que son no transables, se deberán usar los valores indicados en la Tabla 13 y en Tabla 14, que se resumen a continuación:

Tabla 15 Porcentaje de costos no transable

Tipo de Costo	Mano de obra		Materiales		Total
	(No Transables)	No Transables	Transables	Total	No Transables
AD	58.90%	4.11%	36.99%	41.10%	63.01%
AC	37.10%	6.29%	56.61%	62.90%	43.39%
OM	47.80%	5.22%	46.98%	52.20%	53.02%
COM	28.50%	10.73%	60.78%	71.50%	39.23%
ADM	57.70%	10.58%	31.73%	42.30%	68.28%

De esta forma, los factores de ajuste a aplicar a cada uno de los tipos de costos son:

$$FA_i = PNT_i * \frac{IPC_N}{IPC_0} + (1 - PNT_i)$$

Donde:

IPC_0 es el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano (Total) publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INE) del mes de junio de 2017 (2003=100), igual a 103.7.

IPC_n es el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano (Total) publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INE) del mes n (2003=100).

FA_i es el Factor de Ajuste del costo i , donde $i = AC, AD, OM, COM, ADM$.

PNT_i es el peso de los costos no transables en el costo total i , donde $i = AC, AD, OM, COM, ADM$, y siendo:

$$PNT_{AD} = 63.01\%$$

$$PNT_{AC} = 43.39\%$$

$$PNT_{OM} = 53.02\%$$

$$PNT_{COM} = 39.23\%$$

$$PNT_{ADM} = 68.28\%$$

CAPÍTULO IV Retorno sobre el Capital para la Actividad de Distribución y Comercialización en Panamá

La Ley 6, en su artículo 98 señala lo siguiente:

“La Autoridad definirá la tasa de rentabilidad que considere razonable para el concesionario, tomando en cuenta la eficiencia de éste, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias y cualquier otro factor que considere relevante. Sin embargo, la tasa que la Autoridad defina no podrá diferir en más de dos puntos de la tasa resultante de sumar la tasa de interés anual efectiva, promedio de los doce meses anteriores a la fecha en que se fija la fórmula tarifaria, de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en el país.

La tasa, así determinada, se aplicará a los activos fijos netos en operación, que la Autoridad estime para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hará a partir del valor, a costo original, asentado en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del período, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el concesionario haga durante el período.”

La Ley busca proveer a estas empresas una rentabilidad que guarde relación con el grado de eficiencia operativa de la empresa y que sea similar a otras actividades de riesgo comparable, se entiende nacional o internacional. La discusión central en materia regulatoria al respecto, se centra en dos aspectos: grado de discrecionalidad de la fijación y nivel del costo de capital.

IV.1. ANÁLISIS DE LA TASA

La Ley fija bandas de variación posibles para la tasa de retorno sobre capital. La tasa calculada no debe diferir más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos en concepto de riesgo del negocio de distribución en el país.

La tasa efectiva de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años (UST30) para el período de julio de 2017 a junio de 2018, basado en las cotizaciones de la última emisión de dicho bono y de acuerdo a los registros del sistema internacional “*Bloomberg*”, suministrados por el Banco Nacional de Panamá es el siguiente:

Tabla 16 Rendimiento UST 30 y Tasa de Referencia Media establecida en la Ley

Periodo	UST30 Rendimiento [%]
2017-07	2.88
2017-08	2.80
2017-09	2.78
2017-10	2.88
2017-11	2.80
2017-12	2.77
2018-01	2.87
2018-02	3.13
2018-03	3.10
2018-04	3.07
2018-05	3.13
2018-06	3.05
Promedio Jul 2017 – Jun 2018	2.94

Periodo	UST30 Rendimiento [%]
Premio por riesgo de Distribución en Panamá (%)	8.00
Tasa de Retorno Media de Referencia (%)	10.94

Para calcular la tasa de rentabilidad razonable, el costo de capital propio se determinó considerando el modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model). Por otra parte, y considerando que la expansión, operación y mantenimiento de redes se financia con capital propio y endeudamiento, la tasa de retorno a aplicar para el cálculo de los Ingresos Máximo Permitidos se hizo a través del cálculo de del Costo de Capital Promedio Ponderado WACC (Weighted Average Cost Of Capital).

Se simularon varios escenarios: realizando sensibilidades respecto a los siguientes parámetros:

- La determinación del premio por riesgo de mercado;
- La tasa libre de riesgo considerada para evaluar el costo de capital de terceros;
- El *spread* por riesgo corporativo considerado para evaluar el costo de capital de terceros;
- La estructura de capital.

Como resultado se obtuvo una tasa real antes de impuestos de 7.65 % en el Escenario Alto y de 5.40% en el Escenario Bajo.

A continuación se muestra la comparación entre la tasa de referencia calculada y explicada en el Anexo III de este documento, con respecto a las bandas máximas de variación y el retorno obtenido para la distribución y comercialización de energía eléctrica.

Tabla 17 Tasa de Retorno

TASA DE RETORNO media según la Ley (%)	10.94
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Máxima (%)	12.94
Banda Artículo 101 de la Ley 6 – Mínima (%)	8.94
RETORNO ESTIMADO DE REFERENCIA– WACC (%)	5.40-7.65

Como se observa la tasa de rentabilidad calculada no supera el valor límite inferior (8.94 %) impuesto por la Ley, razón por la cual la tasa de retorno a aplicar para la determinación de Ingreso Máximo Permitido correspondiente al periodo tarifario 2018-2022 es del 8.94 %, valor que es superior a la mayor tasa resultante del cálculo realizado.

Mediante la Resolución AN No.12702-Elec de 3 de septiembre de 2018, esta Autoridad aprobó la Tasa de Rentabilidad de 8.94% para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido correspondiente al periodo de julio de 2018 a junio de 2022 a las empresas que prestan el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en Panamá.

IV.2. Tasa de Descuento

La metodología utilizada con el objetivo de descontar los IMP en el modelo de cálculo es la siguiente:

Se calculan los factores de descuento para cada año tarifario

$$\text{Año 1 [1/7/18]: } Fd_1 = 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 2 [1/7/19]: } Fd_2 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 3 [1/7/20]: } Fd_3 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

$$\text{Año 4 [1/7/21]: } Fd_4 = 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r) * 1 / (1 + r)$$

Luego se calcula el promedio de los factores de descuento correspondientes a dos años consecutivos, por ejemplo:

- para el IMP correspondiente al período tarifario 2018/19 se calcula $(1 + Fd_1) / 2$;
- para el siguiente año tarifario (2019/20) se calcula $(Fd_1 + Fd_2) / 2$ y así, hasta completar todos los años tarifarios pertenecientes al período tarifario.

Esta misma metodología tendrá que utilizar la empresa distribuidora para descontar los ingresos cuando se verifiquen las tarifas propuestas.

Utilizando la tasa de rentabilidad, las tasas de descuento anuales son las siguientes:

Tabla 18 Tasas de Descuento Anuales

JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
0.95897	0.88027	0.80803	0.74172

PARTE III INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR ACTIVIDADES REGULADAS

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) por Actividades Reguladas para las empresas distribuidoras en el Período Tarifario, de acuerdo con el Régimen Tarifario contenido en el Reglamento de Distribución y Comercialización, incluye los ingresos de Distribución, Comercialización y el Alumbrado Público, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{IMP} = \text{IMPD} + \text{IMPCO} + \text{ALUMPU}$$

donde:

- IMPD es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de Distribución en el Período Tarifario.
- IMPCO es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de Comercialización en el Período Tarifario.
- ALUMPU es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por el servicio de alumbrado público en el Período Tarifario.

CAPÍTULO I CÁLCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO

En esta parte se presentan los resultados obtenidos en la determinación del IMP de las empresas de distribución.

Los resultados se presentan de forma separada para cada empresa distribuidora, indicando para el período julio 2018 a junio 2022: (i) las proyecciones de las variables de mercado representativas de cada empresa (energía inyectada, cantidad de clientes y demanda máxima); (ii) la base de capital inicial y proyectada, incluyendo las inversiones eficientes y las adicionales, no incluidas en las ecuaciones de eficiencia; (iii) el descuento por inversiones reconocidas en el IMP del período julio 2014 a junio 2018 pero no ejecutadas por las empresas; (iv) las tasas de depreciación, (v) las pérdidas reconocidas; (vi) la proyección de los precios monómicos de energía que se utilizan para valorizar el IMP de pérdidas; (vii) los costos eficientes de explotación y finalmente los resultados del IMP promedio para el período julio 2018 a junio 2022.

CAPÍTULO II INGRESO MÁXIMO PERMITIDO EDEMET

II.1. Información de base de EDEMET

En este punto se desarrolla todo lo relativo a la obtención de la información de base necesaria para calcular el Ingreso Máximo Permitido (IMP) de EDEMET. Básicamente se trata de los valores de demanda máxima, energía, clientes, pérdidas, base de capital inicial, bruta y neta, en distribución, comercialización y alumbrado público y las proyecciones de inversión durante el periodo. También las estimaciones del costo monómico de la energía. Se desarrolla cada punto a continuación.

II.1.1. Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 - Junio 2022

Se realizaron las previsiones de evolución del mercado, esto es, de cantidad de clientes, energía eléctrica facturada, energía ingresada al sistema eléctrico de EDEMET y de demandas máximas de la empresa para cada año del periodo tarifario.

La información se agrupó por año tarifario y de ese modo se realizaron las proyecciones. En el Anexo IV se muestra la información histórica recopilada y las previsiones realizadas.

La energía ingresada a la red se estimó a partir de las ventas proyectadas (incluyendo grandes clientes) y las pérdidas eficientes reconocidas, indicadas en la tabla 46.

En base a estos resultados y los factores de carga obtenidos de la información en el Plan Indicativo de Demandas 2019-2039, se estimó la demanda máxima.

Los valores de energía ingresada al sistema y de demanda máxima corresponden a valores eficientes, esto es, considerando pérdidas eficientes.

Los cuadros siguientes muestran la información de mercado considerada en el cálculo del IMP para EDEMET:

Tabla 19 Estimación del Número de Usuarios – EDEMET

Años	Usuarios
JUL17 - JUN18	473,191
JUL18 - JUN19	490,841
JUL19 - JUN20	509,149
JUL20 - JUN21	528,141
JUL21 - JUN22	547,840

Tabla 20 Estimación de la Energía Facturada – EDEMET [MWh]

Años	Energía Facturada sin AP	Energía Facturada AP	Energía Facturada Total
JUL17 - JUN18	4,133,989	106,707	4,240,696
JUL18 - JUN19	4,220,803	112,042	4,332,845
JUL19 - JUN20	4,309,440	117,644	4,427,084
JUL20 - JUN21	4,399,938	123,527	4,523,465
JUL21 - JUN22	4,492,337	129,703	4,622,040

Tabla 21 Estimación de la energía ingresada al sistema – EDEMET

Años	Energía Ingresada Total [MWh]
JUL17 - JUN18	4,622,516
JUL18 - JUN19	4,750,674
JUL19 - JUN20	4,853,964
JUL20 - JUN21	4,959,600
JUL21 - JUN22	5,067,641

Tabla 22 Estimación de la Demanda Máxima – EDEMET

Años	Demanda Máxima [MW]
JUL17 - JUN18	799.5
JUL18 - JUN19	821.7
JUL19 - JUN20	839.6
JUL20 - JUN21	857.8
JUL21 - JUN22	876.5

II.1.2. Proyección de precios monómicos de energía y costos de abastecimiento

En función de las últimas licitaciones y valores disponibles de los contratos de la empresa, se han calculado los precios monómicos de generación y transporte previstos para los semestres del periodo tarifario, el cual se utiliza para valorizar las pérdidas. Los valores se indican en la tabla 23 y el promedio para cada año tarifario en la tabla 24.

Tabla 23 Precios monómicos proyectados para EDEMET por semestre del periodo tarifario

Concepto		2018	2019		2020		2021		2022
		2 do Semestre	1 er Semestre	2 do Semestre	1 er Semestre	2 do Semestre	1 er Semestre	2 do Semestre	1 er Semestre
Demanda Máxima EDEMET	MW	881.12	936.30	936.30	961.43	961.43	977.75	977.75	995.00
Energía Prevista EDEMET	MWh	2,454,108.00	2,396,316.00	2,417,509.00	2,437,616.00	2,450,547.00	2,482,582.00	2,481,162.00	2,515,909.00
PRECIOS PROMEDIOS									
Potencia Contratada	MW	928.22	932.56	937.81	928.61	1,114.34	1,042.82	1,043.89	1,025.82
Costo Total Potencia Contratos	miles B/.	112,564.28	112,595.78	113,149.55	132,990.45	157,431.38	145,087.40	145,279.86	144,334.80
Precio Promedio Potencia	B./kW-mes	20.08	20.12	20.11	23.77	23.54	23.19	23.20	23.45
Energía Contratada	MWh	2,532,499.37	2,661,842.75	2,713,325.34	2,926,610.73	3,598,708.26	3,412,589.98	3,379,414.22	3,331,815.80
Costo Total Energía Contratos	miles B/.	180,378	203,516	211,357	201,661	243,670	211,090	212,590	209,109
Precio Promedio Energía	B./MWh	71.23	76.46	77.90	68.91	67.71	61.86	62.91	62.76
MERCADO OCASIONAL									
Costo Maginal Proyectado	B./MWh	66.33	74.98	56.86	80.34	59.64	70.00	70.00	70.00
Costo Mercado Ocasional	miles B/.	-3,586	-3318.20	-2803.35	-6547.64	-68,476	-65,101	-62,878	-57,113
Energía en el Mercado Ocasional	MWh	-78,391	-265,527	-295,816	-488,995	-1,148,161	-930,008	-898,252	-815,907
Porcentaje sin Contratar	%	-3%	-11%	-12%	-20%	-47%	-37%	-36%	-32%
RESERVA									
Costo de Reserva	miles B/.	0	0	0	0	0	0	0	0
Potencia en Reserva	MW	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Porcentaje sin Contratar	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Costo Total compras	miles B/.	289,356	312,793	321,703	328,104	332,625	291,077	294,992	296,331
Monómico Compras	B./MWh	117.91	130.53	133.07	134.60	135.74	117.25	118.89	117.78
SERVICIOS AUXILIARES E IMPREVISTOS									
Imprevistos	miles B/.	3,500	2,697	2,275	2,858	2,362	2,638	2,637	2,661
AUTOABASTECIMIENTO									
Costo de Autoabastecimiento	miles B/.	0	0	0	0	0	0	0	0
Mónomico Total Generación	B./MWh	119.33	131.66	134.01	135.77	136.70	118.31	119.96	118.84
Monómico de Transmisión									
Costo Transmisión	miles B/.	37,860	37,860	32,217	32,217	30,593	30,593	30,593	30,593
Energía Prevista	MWh	2,454,108	2,396,316	2,417,509	2,437,616	2,450,547	2,482,582	2,481,162	2,515,909
(M\$*1000/MWh Transmisión) monómico de transmisión		15.43	15.80	13.33	13.22	12.48	12.32	12.33	12.16
Monómico Total (G + T)	B./MWh	134.76	147.46	147.34	148.99	149.18	130.63	132.29	131.00

Fuente: ASEP

Los precios medios ponderados por año tarifario resultan:

Tabla 24 Precios monómicos proyectados para EDEMET por año del periodo tarifario

Monómico TOTAL más cargos de transmisión	Prom 2018-2019	Prom 2019-2020	Prom 2020-2021	Prom 2021-2022
EDEMET (Balboas/MWh)	141.03	148.17	139.85	131.64

II.1.3. Tasa de depreciación

De acuerdo al Régimen Tarifario aprobado la tasa de depreciación a utilizar en el cálculo del Ingreso corresponde al promedio ponderado de la depreciación de los activos de la empresa, calculado a partir de la vida útil de cada uno. En este caso se ha extraído la información de los Informes regulatorios (Planillas AA), tanto general como por ítem de activo. Se excluye del análisis los terrenos ya que los mismos no sufren depreciación. En la tabla siguiente se muestran los datos y valores resultantes.

Tabla 25 Tasas de depreciación de los activos - EDEMET

	Año 2014			Año 2015		
	Base Bruta [Balboas]	Vida Util promedio	Depreciación	Base Bruta [Balboas]	Vida Util promedio	Depreciación
Distribución	621,624,256	28.3	3.53%	675,823,610	28.3	3.53%
Alumbrado	27,526,577	22.0	4.55%	31,703,351	22.0	4.55%
Comercial	60,643,936	21.7	4.62%	65,299,085	21.6	4.63%
	Año 2016			Año 2017		
	Base Bruta [Balboas]	Vida Util promedio	Depreciación	Base Bruta [Balboas]	Vida Util promedio	Depreciación
Distribución	734,608,467	28.3	3.54%	823,514,764	28.2	3.54%
Alumbrado	34,630,175	22.0	4.55%	39,028,305	22.0	4.55%
Comercial	69,304,826	21.6	4.64%	73,477,729	21.6	4.63%

	Promedio
Distribución	3.53%
Alumbrado	4.55%
Comercial	4.63%

El Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas (SRUC) establece los siguientes rangos para la depreciación de los activos:

- Distribución = 3.0% a 3.5%,
- Comercialización = 3.3% a 7.0%,
- Alumbrado Público = 3.3% a 7.0%.

Finalmente, para la definición de la tasa de depreciación se tomaron los valores reales correspondientes al promedio de los años 2014-2017 ajustados a los límites definidos en el SRUC resultando:

- Distribución = 3.50%,
- Comercialización = 4.63%
- Alumbrado Público = 4.55%.

II.2. BASE DE CAPITAL

Se presentan los resultados obtenidos del cálculo de la base de capital inicial y la base de capital proyectada para el periodo Julio 2018 a Junio 2022.

II.2.1. Base de Capital a junio de 2018

2.1.1. Documentación aportada por EDEMET

Las inversiones realizadas en los años 2014, 2015, 2016, 2017 se han obtenido de las planillas CC generadas por ASEP previstas en la Contabilidad Regulatoria. Estas son generadas a partir de

información enviada por la empresa en el formato requerido por el sistema regulatorio de cuentas (SRUC), pero sin la información georeferenciada. Los montos de inversión total por cuenta y total anual detallados en las planillas CC se compararon con los declarados en la contabilidad regulatoria en la planilla BS-01 para cada uno de los años detectándose algunas diferencias. El detalle de las inversiones por cuenta y por año se toma de las planillas CC generadas por ASEP. La proyección de inversiones para el primer semestre de 2018 se obtiene del archivo Excel “EDEMET 1erSem2018 BS-01 y Proyectos” con el cual se pudo completar los datos requeridos por la planilla CC 2018. Esta información, así como algunas de las obras realizadas durante el año 2017 y anteriores fueron inspeccionadas por ASEP.

Los retiros realizados en los años 2014, 2015, 2016 y 2017 se han obtenido de los Balances Regulatorios, específicamente de las planillas BS-01 para cada uno de los años (existe un detalle enviado por las empresas pero se declara un monto menor de retiro al declarado en BS-01). Para el primer semestre del 2018 la empresa no presenta ninguna estimación de retiros.

Detalles adicionales sobre las inversiones anuales se obtuvieron de los archivos de “Proyectos y cuentas EDEMET 20xx” para los años 2014, 2015, 2016 y 2017.

También se dispone de los balances regulatorios y estados financieros para los años 2014, 2015, 2016 y 2017, a partir de los cuales se han verificado aspectos puntuales de los mismos relacionados con la información detallada en las planillas CC.

Además, se analizó la información presentada por la empresa en la Consulta Pública del IMP.

2.1.2. Valores de partida

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por ASEP hasta diciembre del año 2013 mediante la Resolución AN N° 7655-Elec de 25 de julio de 2014. Dado que el último semestre del año 2014 fue estimado en la revisión tarifaria anterior, para el cálculo del nuevo IMP, se analiza el año 2014 completo en la presente revisión tarifaria.

Las planillas para el cálculo de la base de capital, planillas denominadas “AA-01-aaaa” toman como valor de partida la base de capital al 31/12/2001 a fin de computar correctamente la depreciación y los retiros en la determinación de la base de capital neta. Las adiciones y retiros hasta el 31/12/2013 se toman con la eficiencia determinada en el estudio tarifario anterior, a fin de que la base de partida sea la misma de la Resolución AN N° 7655-Elec. Los valores originales a Diciembre de 2013 se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 26 Base de Capital Inicial a Diciembre de 2013 - EDEMET [Balboas]

EDEMET 2013	BCBruto	BCNeta
Propiedades y planta	59,408,550	11,241,664
Sistema de distribución	501,089,668	221,980,495
Alumbrado Público	22,666,587	12,836,688
Comercialización	48,485,499	16,123,505
Total 2013	631,650,305	262,182,351

Es importante destacar que en la presente revisión se ha mantenido la información aportada en la revisión anterior en cuanto a adiciones y retiros de activos desde el 31 de diciembre del 2001 hasta diciembre del año 2013. Con esta información anterior y la aportada por la empresa para el periodo 2014-2018 es posible contar con un mayor detalle de la evolución de las inversiones en las diferentes cuentas. En particular permite imputar correctamente la depreciación de los activos incorporados en el periodo 2002-2013, para los cuales se tiene una vida útil definida y no se necesita calcular una vida útil promedio.

2.1.3. Criterios para el análisis de eficiencia de las inversiones

Las inversiones presentadas por la empresa han sido revisadas y se aplica sobre las mismas, cuando corresponde, criterios de eficiencia. El detalle y la información de las inversiones presentada por EDEMET han sido insuficientes en la mayoría de las cuentas de cada línea de negocios.

La presentación de las obras a través de los códigos descriptores, y no con la nueva normativa de georreferenciación, hace que no se puedan auditar debidamente las obras declaradas. Situación similar se presenta en el caso de los centros de transformación, acometidas y en la mayoría de las cuentas presentadas. Sumado a esto se han realizado múltiples pedidos de información sobre obras concretas realizadas y los costos correspondientes habiendo respondido en la mayoría de los casos con información insuficiente. En virtud de ello, se han adoptado criterios generales de eficiencia que contemplan en algunos casos costos internacionales, criterios de asimetría de información y de costos considerados de operación y mantenimiento.

Los criterios utilizados para evaluar los activos han sido los siguientes:

- Coeficiente de Asimetría

- a) Se utiliza un coeficiente vinculado al concepto de diferencias de conocimiento de la información por parte del Regulador y de la empresa Distribuidora (denominado coeficiente de asimetría). Este coeficiente de asimetría tendrá un valor de 0.9.

El regulado (la empresa distribuidora) posee información precisa sobre todos los componentes vinculados al desarrollo de su empresa (costos, demanda, consumos, tecnología, mercados, etc.), mientras que el Regulador obtiene indirectamente información de reportes contables, datos no contables, estimaciones etc. Esto sumado a la gran cantidad de requerimientos realizados para obtener información fundamentalmente relacionada con los costos de las obras, con respuesta totalmente insuficiente por parte de la distribuidora (en algunas obras se presenta el pliego de llamado de licitación, valores referenciales y diferencias entre lo adjudicado y lo declarado en la información final).

Debe agregarse a esto que oportunamente la ASEP diseñó un sistema de contabilidad regulatoria que podría reducir esta asimetría, mediante el cual se podían volcar las obras a través de proyectos en un sistema georeferenciado, partiendo de un estado inicial. Nada de esto realizó EDEMET, dificultando de este modo la posibilidad de evaluar.

- b) En relación con la cuenta edificios y mejoras, de la línea de negocios propiedad y planta, se observa un precio del m² construido muy variable, no resultando clara la información. Contemplando estos valores se le aplica el coeficiente de asimetría.
- c) En el caso de las líneas de alta tensión y subestaciones se observa una notable diferencia entre costos declarados y los proyectados inicialmente, no existiendo un buen grado de detalle de las mismas. En estos casos se aplicó el coeficiente de asimetría. Por otro lado en los casos de las obras previstas para el periodo y que las inversiones no hayan sido ejecutadas en su totalidad, se han descontado en el cálculo del IMP.
- d) Para las acometidas se aplican costos internacionales para calcular el índice de eficiencia en los casos que se dispone de información; si el índice de eficiencia es inferior a 0.9 se adopta 0.9. En caso de no disponer de información se utiliza el coeficiente de asimetría.
- e) En relación con los centros de transformación se ha observado una dispersión entre los valores de la empresa y los costos internacionales, no pudiendo definirse una tendencia determinada. En este caso se adopta el coeficiente de asimetría.
- f) En el caso del alumbrado público, se detallan el número de luminarias y tipo, pero no la potencia. Teniendo en cuenta tanto la disparidad de precios como en algunos casos costos excesivos respecto de los internacionales e inclusive en los distintos años en la misma empresa se aplica el coeficiente de asimetría.

g) En cuanto a los equipos de protección y despachos de maniobras y SCADA, tomando en cuenta los costos operativos se adopta el coeficiente de asimetría.

- Comparación con Costos Internacionales

h) En relación con las líneas aéreas y subterráneas de media tensión y de baja tensión se han aplicado los siguientes criterios para calcular el coeficiente de eficiencia:

- Si la información es completa y se dispone de costos internacionales para líneas similares se adoptan los costos internacionales. Si el coeficiente de eficiencia resultante de la comparación con costos internacionales es menor a 0.9 se adopta 0.9 como límite mínimo.

- En el caso de no disponer de información suficiente se adopta el criterio de asimetría.

- Coeficiente de Operación y Mantenimiento (OYM)

i) En algunas obras de distribución la información presentada no permite determinar claramente si corresponde a obras capitalizables o acciones de mantenimiento del sistema (construyéndose parte de obras con cables o postes existentes, obras de pequeñas longitudes u obras que no contiene todos los componentes, etc.).

En todos estos casos se utiliza como índice de eficiencia el coeficiente de operación y mantenimiento que considera que en realidad esas obras no son inversiones. Este coeficiente tiene un valor igual a 0).

Esto está además sustentado en el hecho de que la calidad de servicio no ha sido la adecuada en el periodo.

Se ha aplicado el coeficiente de operación y mantenimiento cuando la obra presenta las siguientes características:

- En el caso de líneas aéreas: tiene menos de dos postes y menos de 50 m de longitud.
- En el caso de línea subterránea: la longitud de la línea es menor de 20 metros.

- Inversiones del I Semestre de 2018

j) Para el 1º semestre de 2018, teniendo en cuenta los coeficientes de eficiencia aplicados en años anteriores y teniendo en cuenta que la totalidad de inversiones previstas son muy superiores a la media de los años anteriores, se aplica un coeficiente general de 0.8.

k) Por otro lado se han excluido las obras detectadas por el informe de Auditoría de ASEP, que no iban a entrar en funcionamiento antes de 1 de julio de 2018.

- Con respecto al desarrollo de software, en particular licencias de software, se observan costos excesivos en estos rubros, particularmente el desarrollo de software para contabilidad regulatoria que no se verifica haya sido aplicado para un adecuado seguimiento de las inversiones. Sumado a esto, hay software utilizado en forma conjunta por EDEMET y EDECHI y discriminado en ambas empresas. En general, se aplica el coeficiente de asimetría de la información a las inversiones declaradas, pero para el desarrollo de software de contabilidad regulatoria y algunos otros, se aplica un coeficiente de 0.5 por lo arriba expresado. A título de ejemplo, el software de contabilidad regulatoria desarrollado oportunamente por ASEP tiene costos mucho menores que cualquier software declarados por EDEMET a tal efecto.

- En cuanto a los medidores se ha efectuado un análisis de los medidores incorporados y la cantidad de usuarios nuevos en el periodo más los retiros de medidores declarados y resulta

una diferencia notable en esta relación (la cantidad de medidores incorporados según las planillas CC son superiores a estas relaciones), lo cual no tiene una explicación adecuada. Por lo que se adopta un coeficiente de 0.9.

Con los criterios definidos y con los costos de referencia se aplicaron los factores resultantes a cada uno de los ítems detallados en las planillas correspondientes obteniéndose finalmente los valores de inversiones a reconocer para cada uno de los años.

Los coeficientes de eficiencia aplicados pueden observarse en las planillas *CC-EDEMET-2014*, *CC-EDEMET-2015*, *CC-EDEMET-2016*, *CC-EDEMET-2017* y *CC-EDEMET-2018*. En ellas se encuentran los montos totales de adición, discriminados por línea de negocio y cuenta en forma detallada, para cada uno de los años que conforman el presente periodo de revisión tarifaria.

2.1.4. Base de Capital a Junio de 2018

Como se mencionó anteriormente para cada año (aaaa) del periodo de revisión tarifaria se genera una planilla denominada originalmente como “*CC-EDEMET-aaaa*” donde se aplican los coeficientes de eficiencias sobre las adiciones correspondientes a ese año en particular.

A partir de los datos volcados en las planillas, se genera una nueva que permite calcular la base de capital bruta y neta al inicio del periodo tarifario, denominada “*AA- EDEMET*”. Estas planillas tienen en cuenta las adiciones hasta el año correspondiente con los respectivos coeficientes de eficiencia aplicados, los retiros producidos hasta ese año en función de sus respectivas fechas de alta y la base de capital de partida a diciembre del 2001.

Cabe destacar que se toma la Base Bruta descontando todos los activos que han cumplido su vida útil, por lo que han sido depreciados en su totalidad, el detalle se incluye en el Anexo VII. Esto implica que no se considera depreciación y rentabilidad en activos que ya fueron amortizados totalmente.

Con respecto a los retiros presentados por la empresa, sobre la base de una hipótesis de que son componentes retirados antes de cumplir su vida útil, los mismos no han sido restados ni de la base de capital bruta ni de la base de capital neta, lo que implica que seguirán percibiendo depreciación y rentabilidad hasta que cumplan su vida útil, restándose de la base de capital solamente los activos totalmente depreciados. Es importante destacar que estos activos retirados no deberán ser reutilizados como activo nuevo.

Los resultados del análisis anterior, que incluyen los activos brutos y netos a junio de 2018, quedan reflejados en la siguiente tabla:

Tabla 27 Activos e Inversiones Declaradas 2014 – Jun 2018 - EDEMET [Balboas]

EDEMET 2014	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	1,627,680.90	0.82	1,326,929.49	27,806,316.82	12,214,042.65
Sistema de distribución	55,833,722.80	0.89	49,664,091.97	553,770,243.38	270,097,469.43
Alumbrado Público	3,404,296.68	0.90	3,063,867.01	20,321,477.99	15,759,897.07
Comercialización	3,715,586.13	0.90	3,344,027.52	26,032,244.30	19,286,077.52
Total	64,581,286.51		57,398,915.99	627,930,282.49	317,357,486.68
EDEMET 2015	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	10,786,027.93	0.94	10,092,623.57	36,997,917.04	20,767,464.83
Sistema de distribución	56,989,143.14	0.86	49,214,983.87	602,638,129.35	301,033,009.06
Alumbrado Público	4,772,008.97	0.90	4,294,808.07	24,616,286.06	19,169,415.95
Comercialización	4,704,426.76	0.90	4,233,984.08	30,266,228.38	22,377,206.28
Total	77,251,606.80		67,836,399.60	694,518,560.83	363,347,096.11
EDEMET 2016	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	6,982,533.23	0.89	6,240,879.17	42,881,400.34	24,697,424.20
Sistema de distribución	59,914,795.56	0.88	52,941,886.81	655,311,979.98	334,076,755.66

Alumbrado Público	3,252,026.82	0.90	2,926,824.14	27,543,110.20	21,015,732.33
Comercialización	4,008,701.25	0.90	3,607,831.13	33,874,059.51	24,649,469.71
Total	74,158,056.86		65,717,421.24	759,610,550.02	404,439,381.91
EDEMET 2017	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	6,846,070.74	0.90	6,161,463.67	48,094,616.79	27,392,658.98
Sistema de distribución	97,849,672.14	0.87	87,002,033.19	741,983,415.18	399,429,876.24
Alumbrado Público	4,886,811.27	0.90	4,398,130.14	31,941,240.34	24,200,317.26
Comercialización	4,686,893.08	0.90	4,218,203.77	38,092,263.28	27,368,113.47
Total	114,269,447.23		101,779,830.77	860,111,535.59	478,390,965.96
EDEMET 2018/junio	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	9,999,670.30	0.80	8,999,703.27	57,094,320.06	34,412,921.26
Sistema de distribución	44,311,784.15	0.80	39,880,605.73	781,864,020.91	425,945,423.57
Alumbrado Público	1,851,000.00	0.80	1,665,900.00	33,489,106.81	25,157,695.11
Comercialización	3,788,510.22	0.80	3,409,659.20	41,501,922.48	29,921,352.53
Total	59,950,964.66		53,955,868.20	913,949,370.25	515,437,392.47

Se destaca que el coeficiente de eficiencia del sistema de distribución para el año 2018 aparenta ser muy bajo pues se han restado obras importantes detalladas por la distribuidora y que no están operativas.

En la tabla 28 se sintetiza la Base de Capital a junio de 2018 estimada para la empresa a través del análisis realizado.

Tabla 28 Base de Capital a Junio 2018 – EDEMET [Balboas]

Tipo de Activo	BCBruta	BCNeta
Sistema de distribución	836,080,490.52	458,099,612.23
Alumbrado Público	33,489,106.81	25,157,695.11
Comercialización	44,379,772.92	32,180,085.13
Total	913,949,370.25	515,437,392.47

II.2.2. Ajuste por actividades no reguladas

De acuerdo a lo establecido por la normativa vigente se determinó el factor de corrección por actividades no reguladas (FCBC), el cual se utiliza para ajustar la base de capital inicial. La expresión utilizada es:

$$FCBC = \frac{IPT_0}{(IPT_0 + INR_0)}$$

Donde:

IPT_0 : Ingreso percibido por la distribuidora por las actividades de distribución y comercialización en el último periodo anual auditado

INR_0 : Ingreso percibido por la distribuidora por las actividades no reguladas en el último periodo anual auditado

Para el cálculo de este ajuste, es necesario identificar los ingresos por actividades no reguladas que utilizan infraestructura del sistema de distribución. El uso de la infraestructura se refiere no solo a la estrictamente eléctrica sino a cualquiera integrada en los activos de distribución y comercialización. Así contribuirían a integrar tales ingresos actividades tales como: alquiler de postes, alquiler de transformadores, alquiler o uso por terceros de oficinas, equipos de computación, equipos de comunicaciones, software, etc.

Para tal fin se obtuvieron del balance regulatorio para el año 2017 y de la información de ingresos no regulados brindada por la empresa los siguientes valores:

Tabla 29 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – EDEMET [Balboas]

Detalle	Valor
(D) Ingresos no regulados	1,117,150
(A) Ingresos por venta de energía	685,932,179
(B) Compras de energía	- 604,187,073
(E) Ingreso neto (A) + (B)	81,745,106
FCBC (E) / [(E) + (D)]	0.986

Los ingresos no regulados estimados a partir de información brindada por la empresa es un valor muy bajo en relación con las características de este tipo de actividades. Por otro lado, la situación en este aspecto debería ser similar a la de ENSA, por lo cual se adopta el mismo valor de ENSA para estas actividades, esto es 0.97 (tabla 64).

II.2.3. Base de Capital Inicial del Periodo 2018-2022

El coeficiente de ajuste anterior, aplicados a los activos brutos y netos totales, permiten obtener los valores de Activos Brutos y Netos para el año inicial, correspondientes solo a actividades reguladas, tal como se aprecia en siguiente tabla.

Tabla 30 Base de Capital Bruta y Neta, inicial y ajustada, a junio 2018 – EDEMET [Miles de Balboas]

Base de Capital	Activos al Año Base	FCBC	Activos al Año Base Ajustados
Valor Bruto Base de Capital Distribución	836,080	0.97	810,998
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	44,380	0.97	43,048
Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	33,489	0.97	32,484
Total Activos Brutos	913,949		886,531
Valor Neto Base Capital Distribución	458,100	0.97	444,357
Valor Neto Base Capital Comercialización	32,180	0.97	31,215
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	25,158	0.97	24,403
Total Activos Netos	515,437		499,974

II.2.4. Inversiones eficientes en distribución y comercialización

2.4.1. Inversiones eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia

La aplicación de las ecuaciones de eficiencia aprobadas mediante la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018, realizando el ajuste de adaptación de los costos de EE.UU. a Panamá, da lugar a los activos eficientes en Distribución y Comercialización para EDEMET por periodo, que se muestran en la tabla que sigue.

Tabla 31 Activos Eficientes - EDEMET [Balboas]

Activo	JUL17 - JUN18	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
Distribución AD	1,049,735,353	1,087,080,480	1,124,722,655	1,163,671,967	1,203,974,038
Comercialización AC	68,545,336	71,051,960	73,650,249	76,343,554	79,135,350
Activos Totales	1,118,280,689	1,158,132,440	1,198,372,904	1,240,015,521	1,283,109,388

A partir de dichos activos, mediante las diferencias de valores entre un año y el inmediato anterior, surgen las inversiones eficientes en distribución (ID) y comercialización (IC), que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 32 Inversiones Eficientes - EDEMET [Balboas]

Inversiones	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
Distribución ID	37,345,127	37,642,175	38,949,312	40,302,071
Comercialización IC	2,506,624	2,598,289	2,693,305	2,791,796
Inversiones Totales	39,851,751	40,240,464	41,642,617	43,093,867

2.4.2. Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia

Los datos de las empresas comparadoras y en consecuencia las ecuaciones de eficiencia no consideran las inversiones en subestaciones en alta tensión, alumbrado público, soterramiento, electrificación rural y otras, por lo que estas se agregan a partir de lo previsto en los planes de expansión presentados por EDEMET mediante notas CM-101-18 y CM-317-18, fechadas 30 de enero de 2018 y 14 de marzo de 2018, y a ajustes incorporados por la ASEP para considerar aquellas que quedaron rezagadas del periodo anterior.

En la siguiente tabla se presentan las inversiones en alta tensión:

Tabla 33 Inversiones adicionales en subestaciones, arquitectura asociada y líneas de AT – EDEMET
[Miles de Balboas]

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 18/ Jun 19	Jul 19/ Jun 20	Jul 20/ Jun 21	Jul 21/ Jun 22	Total del Periodo
Nueva subestación Bella Vista	5,000	9,155	0	0	14,155
Arquitectura de red MT de subestación Bella Vista	0	1,320	1,315	1,315	3,950
Nueva subestación seccionadora Cocolí	0	500	1,500	0	2,000
Nueva Subestación Santiago 2.	0	500	5,000	8,865	14,365
Arquitectura de red de subestación Santiago 2	0	0	1,860	1,860	3,720
Nueva SE La Floresta 115/13,8 KV	0	3,000	4,000	7,000	14,000
Arquitectura de red de la subestación La Floresta	0	840	840	1,680	3,360
Ampliación de subestación Pocrí	0	0	500	1,500	2,000
Ampliación de Capacidad de SE Las Tablas (Nuevo transformador de 16 MVA)	0	500	1,000	0	1,500
Arquitectura de red entre las subestaciones El Higo, Farallón y Coronado	0	1,500	1,500	2,250	5,250
Línea AT Llano Sánchez- Divisa	6,000	5,500	0	0	11,500
Nueva Línea AT El Torno - SE Chorrera 115	8,600	0	0	0	8,600
Banco de Capacitores SSEE (Pocrí, Santiago, La Arena)	199	0	0	0	199
Banco de Capacitores SSEE (Pocrí, Santiago, La Arena)	399	0	0	0	399
Banco de Capacitores SSEE (Pocrí, Santiago, La Arena)	399	0	0	0	399
Nuevo Transformador T4 en subestación El Higo	0	500	1,500	1,500	3,500
Nuevo Transformador para la subestación Santiago en 4.16kV	0	353	0	0	353
Nuevo Transformador para la subestación Ocú	0	432	0	0	432
Transformador para subestación Arraiján	0	550	0	0	550
LAT Bella Vista – Segunda Línea	0	0	1,000	2,850	3,850
Nueva línea de 44kV Cocolí - Howard	0	750	750	0	1,500
Nueva línea AT Divisa – La Arena en 115kV	1,000	6,000	4,000	3,500	14,500
Bella Vista en 230kV	0	0	1,710	3,990	5,700
Nueva línea AT Llano Sánchez – Pocrí en 115kV	0	0	2,000	3,400	5,400

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 18/ Jun 19	Jul 19/ Jun 20	Jul 20/ Jun 21	Jul 21/ Jun 22	Total del Periodo
Arquitectura de red entre las subestaciones Juan Demóstenes Arosemena, El Torno 115kV y Capira	0	2,480	2,000	1,720	6,200
Nueva SE Burunga 115	275	1,980	3,129	2,582	7,966
Línea AT 115 Burunga - Howard	350	7,400	4,100	1,290	13,140
Nueva Subestación Howard 115 kV	390	1,630	5,800	2,800	10,620
Compra de línea en 44 kV y SE Dugan	3,605	0	0	0	3,605
Total	26,217	44,891	43,504	48,102	162,714

Adicionalmente se prevé la incorporación de otras inversiones especiales en Circuitos MT y Refuerzos para Plantas Potabilizadoras (ID) que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 34 Inversiones Adicionales Especiales – EDEMET [Miles de Balboas]

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 18/ Jun 19	Jul 19/ Jun 20	Jul 20/ Jun 21	Jul 21/ Jun 22	Total del Periodo
Planta potabilizadora Mendoza (Línea Trifásica aérea forrada (25 km - 34.5 kV))	0	1,662	0	0	1,662
Línea La Arena - Pesé	500	8,720	5,720	6,308	21,248
Línea Las Tablas- Pedasí y Pedasí - Tonosí	0	2,670	5,045	4,456	12,171
Línea subterránea Los Establos, La Pesa, Chorrera	126	0	0	0	126
Soterrado de Santiago	2,588	0	0	0	2,588
Soterrado de Obarrio	3,000	0	0	0	3,000
Total	6,214	13,052	10,765	10,764	40,795

Asimismo se consideran fondos para inversiones en electrificación rural y para la colocación de 1,353 medidores inteligentes (IC) para los clientes con demanda entre 50 y 100 kW. Esta última inversión es adicional a la ya aportada para el periodo de 2018 a 2022 que correspondía a los clientes con demanda igual o mayor a 100 kW, que la empresa debe culminar.

La inversión adicional se detalla en las siguientes tablas. Las poblaciones a ser consideradas para utilizar los fondos incluidos como inversiones adicionales en electrificación rural se encuentran en el Anexo VIII de este documento. La empresa deberá determinar, junto con la Oficina de Electrificación Rural, las poblaciones más urgentes y los presupuestos para que se realicen dentro del periodo.

Tabla 35 Inversiones Adicionales en Electrificación Rural - EDEMET [Miles de Balboas]

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 18/ Jun 19	Jul 19/ Jun 20	Jul 20/ Jun 21	Jul 21/ Jun 22	Total del Periodo
Electrificación Rural	575	1,145	1,140	1,140	4,000

Tabla 36 Inversiones Adicionales en Medidores Inteligentes - EDEMET [Miles de Balboas]

Concepto	Jul 18/ Jun 19	Jul 19/ Jun 20	Jul 20/ Jun 21	Jul 21/ Jun 22	Total
Implantación de Medidores Inteligentes (Smart metering) – 1,353 medidores (de 50 a 100 kW)	194	388	388	383	1,353

En resumen, las inversiones eficientes no consideradas en las ecuaciones de eficiencia previstas para el periodo son:

Tabla 37 Inversiones No Contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia – EDEMET [Miles de Balboas]

Concepto	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22	Total
Inversiones Alta Tensión	26,217	44,891	43,504	48,102	162,714
Inversiones Especiales	6,214	13,052	10,765	10,764	40,795
Inversiones Electrificación Rural	575	1,145	1,140	1,140	4,000
Medición Inteligente	194	388	388	383	1,353
Total Inversiones adicionales en Distribución	33,007	59,088	5,409	60,006	207,509
Total Inversiones adicionales en Comercialización	194	388	388	383	1,353

Considerando las inversiones resultantes de las ecuaciones de eficiencia y las adicionales, resulta el total de inversiones para el periodo julio 2018 a junio 2022 de distribución y comercialización:

Tabla 38 Inversiones totales en Distribución y Comercialización - EDEMET [Miles de Balboas]

INVERSIONES TOTALES		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22	TOTALES
Distribución	ID	70,352	96,730	94,358	100,308	361,748
Comercialización	IC	2,701	2,986	3,081	3,175	11,943
TOTAL INVERSIONES		73,052	99,716	97,439	103,483	373,691

Los costos agregados a las Inversiones Eficientes en este IMP podrán variar durante su ejecución, por lo que el costo eficiente a ser incorporado en la Base de Capital del siguiente periodo tarifario será determinado en su momento con la metodología utilizada para determinar el costo eficiente del resto de las inversiones realizadas y en ningún caso se considerarán como precio eficientes los costos estimados en este IMP.

II.2.5. Inversiones eficientes en Alumbrado Público

Para la determinación de ACT_{ALUMt} y $ACTN_{ALUMt}$ se tomó en consideración el valor del activo fijo a junio del año 2018 y las incorporaciones de activos basados en el plan de inversiones presentado por la distribuidora. El plan de inversiones toma en cuenta el crecimiento vegetativo y los proyectos específicos a ejecutar, considerando el crecimiento vegetativo en sodio y LED, y el reemplazo de iluminación actual de sodio por LED.

La cantidad de luminarias que se reportaron existentes en EDEMET al 31 de marzo de 2018 fue de 168,595, de acuerdo con la nota CM-471-18 del 20 de abril de 2018. Para aproximar este valor, a la cantidad de luminarias al 30 de junio de 2018 (es decir al final el periodo tarifario 2014-2018) se asume que durante el trimestre abril-junio de 2018, EDEMET instalará la mitad de las 4,860 luminarias que proyecta como crecimiento vegetativo para el segundo semestre del 2018. Luego el valor base de cantidad de luminarias al 30 de junio de 2018 es de 171,025 luminarias.

Además, de la nota CM-019-18 del 8 de enero del 2018 se obtuvieron los valores del crecimiento vegetativo de luminarias, en las dos tecnologías: sodio y LED (5% del crecimiento vegetativo). Igualmente, se incorporan proyectos especiales que quedaron pendientes del periodo tarifario anterior a los que se contempla instalar luminarias LED y, finalmente, se incorporan una cantidad de luminarias LED para reemplazar luminarias de tecnología sodio a LED.

Tomando en cuenta estos datos, se detalla a continuación la cantidad de luminarias a incorporar anualmente, por año tarifario:

Tabla 39 Cantidad de Luminarias a Incorporar – EDEMET

Concepto	Jul18 / Jun19	Jul19 / Jun20	Jul20 / Jun21	Jul21 / Jun22	Totales
Crecimiento Vegetativo - Sodio	5,800	11,630	11,670	11,668	40,768
Crecimiento Vegetativo - LED	300	611	618	617	2,146
Proyectos especiales - LED	250	656	880	580	2,366

Concepto	Jul18 / Jun19	Jul19 / Jun20	Jul20 / Jun21	Jul21 / Jun22	Totales
Total de Luminarias a Incorporar	6,350	12,897	13,168	12,865	45,280

El detalle de los proyectos especiales se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 40 Proyectos Especiales – EDEMET

Proyectos Especiales	Periodo a de Revisión Tarifaria al que corresponden	Cantidad Prevista	Inversión Prevista en Balboas
Corredor Sur – LED	IMP 2014-2018	266	1,083,318
Camino de Plantación (Plantation Rd.) desde el Parque Municipal Summit hasta Puente de Gamboa - LED	IMP 2014-2018	160	288,000
Interamericana Sajalices a Nueva Gorgona - LED	IMP 2014-2018	580	853,000
Interamericana Capira - Sajalices - LED	IMP 2018-2022	250	600,000
Interamericana Antón - Penonomé - LED	IMP 2018-2022	390	620,000
Interamericana desde San Antonio, Santiago, hasta entrada Vía hacia Ocu - LED	IMP 2014-2018	720	1,296,000
Proyectos Especiales Luminarias LED - para reemplazo de luminarias de sodio	IMP 2018-2022	15,460	5,937,000

Se observa, que la cantidad de luminarias correspondientes a Proyectos Especiales de Luminarias LED para reemplazo de luminarias de sodio, no se consideran en las cantidades de luminarias incorporadas ya que se trata justamente de reemplazos.

Integrando el número de luminarias incorporadas al total a final de junio de 2018 (171,025), resultan los valores por periodo que se detallan en la tabla siguiente:

Tabla 41 Evolución de la cantidad total de luminarias durante el período – EDEMET

Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
174,200	183,824	196,856	209,873

Las inversiones previstas para el periodo tarifario en Alumbrado Público resultan de información presentada por la empresa y revisada con la de las otras dos empresas distribuidoras. Las luminarias por crecimiento vegetativo tienen un costo de B/.256 para sodio y de B/.552.08 para LED, en función del costo de la lámpara, la estructura y el costo de la instalación. Los proyectos especiales LED que son para reemplazos de luminarias de sodio, tienen un costo de B/.384 que sólo incorpora el costo de la lámpara y el reemplazo de la de sodio.

Tabla 42 Inversiones Totales en Alumbrado Público – EDEMET [Miles de Balboas]

Concepto	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22	Total
Luminarias Crecimiento Vegetativo -Sodio	1,485	2,977	2,988	2,987	10,437
Luminarias Crecimiento Vegetativo - LED	166	337	341	341	1,185
Proyectos especiales	1,445	3,416	3,274	2,543	10,677
Total Inversiones en Alumbrado Público	3,095	6,731	6,602	5,870	22,298

II.2.6. Base de Capital proyectada del periodo 2018-2022

La inversión total que se incorpora para la expansión y desarrollo del sistema de distribución, comercialización y alumbrado público para el periodo es la siguiente:

Tabla 43 Inversiones Totales – EDEMET
[Miles de Balboas]

INVERSIONES		Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22	TOTALES
Inversiones en Distribución	ID	70,352	96,730	94,358	100,308	361,748
Inversiones en Comercialización	IC	2,701	2,986	3,081	3,175	11,943
Inversiones en AP	IAP	3,095	6,731	6,602	5,870	22,298
Total de Inversiones		76,148	106,447	104,042	109,353	395,989

Con la proyección de las inversiones totales de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público y la base de capital ajustada a junio de 2018, resultan los activos (brutos y netos) de distribución y comercialización, para la empresa distribuidora que se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 44 Base de capital bruta y neta ajustada al final de cada periodo – EDEMET
[Miles de Balboas]

EDEMET	BASE Jun 18	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
Valores Brutos					
Base de Capital de Distribución	810,998	881,350	978,080	1,072,438	1,172,746
Base de Capital de Comercialización	43,048	45,749	48,735	51,817	54,991
Base de Capital AP	32,484	35,580	42,310	48,913	54,783
Valores Netos					
Base Capital Distribución	444,357	485,092	549,282	607,756	668,773
Base Capital Comercialización	31,215	31,860	32,659	33,412	34,114
Activos Fijos AP	24,403	25,950	30,908	35,435	38,946

II.3. Pérdidas de Energía en Distribución

Los porcentajes de pérdidas correspondientes a EDEMET se calculan aplicando el valor proyectado de energía ingresada (Tabla 21) en la ecuación de eficiencia de pérdidas aprobada mediante la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018.

Tabla 45 Pérdidas eficientes - EDEMET

JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
7.66%	7.66%	7.66%	7.66%

Adicionalmente, se reconoce de manera especial en el período tarifario Julio 2018 a Junio 2022, un adicional por pérdidas no gestionables. En base a un análisis de la información presentada por la empresa en relación a las pérdidas no técnicas (Anexo V), en particular las ocurridas en áreas denominadas “Zonas Rojas e Invasiones”, se estimaron las mismas en 1.89% de la energía ingresada a la distribuidora. De este valor se estima razonable reconocer para este periodo, en función de las características particulares de la situación económica-social, un 60% de las mismas, manteniendo un incentivo a su mejoramiento.

De esta manera a las pérdidas eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia se adiciona 1.13% cada año tarifario.

Tabla 46 Pérdidas totales a reconocer por periodo - EDEMET

JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
8.79%	8.79%	8.79%	8.79%

II.4. Costos eficientes

II.4.1. Costos de administración, operación y mantenimiento y comercialización

Mediante la aplicación de las ecuaciones de eficiencia aprobadas por la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018, modificada por la Resolución AN No.12745-Elec de 24 de septiembre de 2018, a los datos de clientes y de demanda máxima proyectados de EDEMET (punto II.1) y realizado el ajuste de adaptación de los costos de EEUU a Panamá, con los valores de CLR y PPP a junio de 2018, se obtienen los siguientes costos eficientes:

Tabla 47 Costos de Explotación Eficientes - EDEMET [Balboas]

COSTO	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
OM	30,824,602	31,833,177	32,874,787	33,950,518
ADM	18,945,859	19,559,895	20,193,832	20,848,315
COM	37,287,540	38,684,086	40,132,938	41,636,055
TOTAL	87,058,001	90,077,158	93,201,558	96,434,889

II.4.2. Costos de operación y mantenimiento de Alumbrado Público

El concepto utilizado para la determinación del costo unitario promedio de operación y mantenimiento a reconocer para alumbrado público, al igual que en la revisión tarifaria anterior, fue evaluar el valor obtenido en la revisión anterior actualizado y el valor reflejado en la contabilidad del periodo respectivo.

A continuación se presentan los valores obtenidos de la Hoja ER-06 de los Informes regulatorios del 2013 al 2017 de EDEMET:

Tabla 48 Costo contable medio de operación y mantenimiento de alumbrado público - EDEMET

En Balboas	2013	2014	2015	2016	2017
Gastos de Operación y Mantenimiento	563,291	239,048	329,955	845,495	1,147,639
Otros Gastos de Alumbrado Público	315,290	166,446	229,744	588,708	795,755
Gasto Administrativo					374,346
GRAN TOTAL DE GASTOS	768,106	405,494	559,700	1,434,203	2,317,740
Cantidad de luminarias promedio Según planilla alumbrado público 2014-2017	115,749	113,001	136,952	136,531	150,555
Costo medio [balboas/luminaria]	6.64	3.59	4.09	10.50	15.39

De la tabla anterior, se observa una amplia variabilidad en los costos asociados a AP en el Informe Regulatorio con un valor mínimo de 3.59 Balboas/lum hasta 15.39 Balboas/lum en el periodo 2014-2017 (329%) con un crecimiento de luminarias instaladas de solo 33%.

Estos costos se analizan en el marco de las revisiones tarifarias anteriores de donde se observa: El costo reconocido en la revisión 2010-2014 por luminaria actualizado (con factor de ajuste tarifario 2010-2013) fue de 7.08 Balboas/luminaria, el valor contable del costo incurrido promedio en el año 2013 (ajustado a Junio de 2014) fue de 6.76 Balboas/luminaria. En dicha oportunidad (estudio tarifario 2014-2018) se adoptó como eficiente el valor de 6.76 Balboas /luminaria, como el menor entre la revisión anterior y el resultante del informe regulatorio.

El costo reconocido en la revisión anterior por luminaria actualizado con ajuste por inflación (factor de 1.02, obtenido a partir de los IPC de julio-14 y junio-18) resulta de 6.90 B./luminaria.

En función de lo anterior, los resultados de OyM en AP por luminaria obtenidos para el 2017 son superiores a los aceptados en la revisión anterior 2014-2018. Como ya se mencionó los costos

declarados por la empresa sufrieron fuertes incrementos en los dos últimos años respecto del fijado en la revisión anterior y de los valores declarados en 2014 y 2015, que inclusive fueron menores a los aceptados como eficientes en la revisión anterior.

Es de mencionar asimismo que estos valores unitarios son sustancialmente superiores a los declarados por ENSA.

Por lo tanto, se adopta como criterio reconocer como costo eficiente de OyM el valor adoptado en la revisión anterior ajustado por IPC, quedando así un valor de 6.90 B././luminaria, entendiendo que la empresa debe optimizar sus costos de operación y mantenimiento en el tiempo y que tales costos deben disminuir por cuestiones de escala y por la incorporación de nuevas tecnologías con mayor vida útil, como es el caso de las luminarias LED (inclusive sería factible adoptar un valor decreciente en el periodo).

En base a ello, los valores resultantes para cada año del nuevo periodo tarifario, son los que muestran en la tabla siguiente, resultante del costo eficiente adoptado y del valor medio de la cantidad de luminarias para cada periodo.

Tabla 49 Costo Eficiente de operación y mantenimiento de alumbrado público - EDEMET

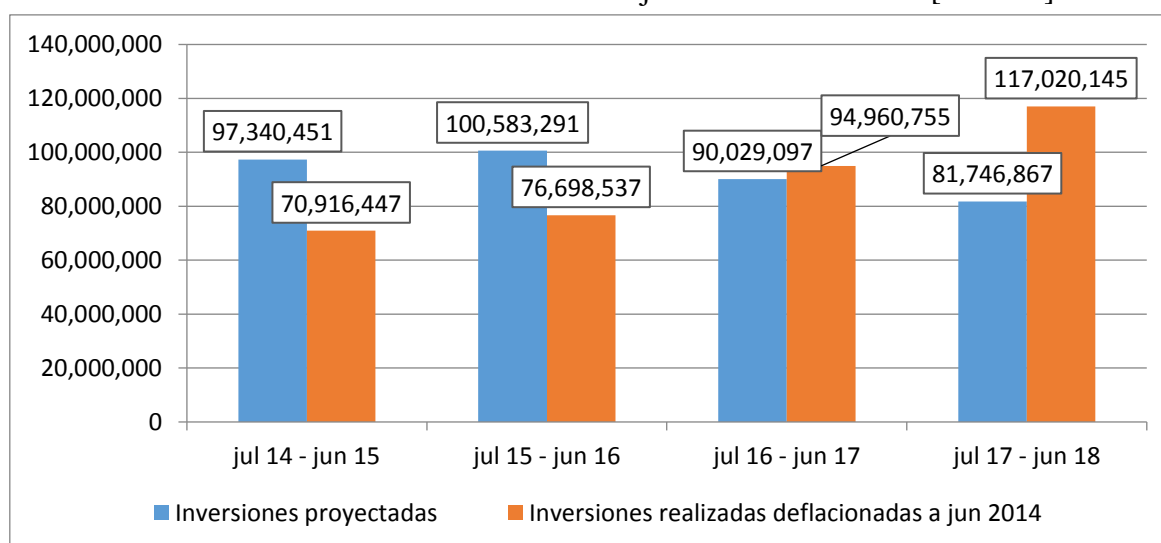
Detalle	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Cantidad promedio de luminarias	174,200	183,824	196,856	209,873
Costo de OyM por luminaria [B././luminaria]	6.90	6.90	6.90	6.90
Costo de OyM de Alumbrado Público [Miles de Balboas]	1,201.98	1,268.38	1,358.31	1,448.12

II.5. Descuento por inversiones no ejecutadas

Las inversiones declaradas por la empresa, realizadas en el período julio 2014 a junio 2018 han sido comparadas con aquellas reconocidas por la ASEP en ocasión del cálculo del IMP de dicho período.

En la gráfica siguiente se muestran las diferencias encontradas:

Gráfica 1 Inversiones reconocidas vs. Ejecutadas – EDEMET [Balboas]



Cabe indicar que las inversiones ejecutadas declaradas por la empresa están a precios corrientes de cada año, las cuales deben ser deflacionadas a valor a Junio 2014, fecha a la que están

referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2014 a Junio 2018.

A efectos de referir las inversiones a precios corrientes a la fecha de referencia del periodo tarifario vigente se calcularon los ingresos de VAD percibidos por la empresa en cada año tarifario del periodo, los cuales fueron divididos ente la energía vendida en ese periodo, obteniendo el precio promedio real de cada año tarifario. Haciendo los cocientes entre cada uno de esos valores y el inicial se obtuvieron los índices que se aplicaron para referir las inversiones realizadas en cada año al año base.

Se observa que en dos de los cuatro años del período tarifario que finaliza en Junio de 2018, las inversiones ejecutadas han estado por debajo de las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP vigente. También se observa que la empresa ha acumulado inversiones el último año del período tarifario que está finalizando, resultando que las inversiones ejecutadas son bajas los primeros años y están por encima de las reconocidas en los últimos años del período tarifario bajo análisis.

Este hecho, sin embargo, no compensa la falta de inversiones en los primeros años, en comparación con los montos reconocidos en las tarifas vigentes. Corresponde, entonces, descontar el costo de capital y de depreciación de aquellas inversiones que no han sido ejecutadas, pero si pagadas por los usuarios a través de las tarifas.

Para esto, se procedió de la siguiente forma:

1. Se estimó la diferencia entre el monto anual de inversiones en activos brutos fijos pagadas vía IMP y el monto anual de inversiones efectivamente ejecutadas, en cada periodo Julio a Junio de los años 2014 a 2018.
2. Se calcularon las depreciaciones anuales y las acumuladas asociadas al diferencial de inversiones resultante de lo comentado en el punto 1., considerando las tasas de depreciación ponderadas aplicadas en el cálculo del IMP anterior (3.131%).
3. Se estimó el monto anual de inversiones netas de depreciaciones pagadas a través del IMP, pero no ejecutadas, considerando en cada año los valores brutos obtenidos en el punto 1. menos las depreciaciones acumuladas obtenidas en el punto 2.
4. Se determinó el costo de capital que fue reconocido en el cálculo del IMP vigente, pero cuyas inversiones asociadas no fueron ejecutadas, considerando la tasa real antes de impuestos aprobada por la ASEP para la determinación del IMP, igual a 9.66%.
5. Finalmente, la suma del valor obtenido en 4., representativo del costo de capital que se ha pagado pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado en tiempo y forma, y del valor obtenido en 2., representativo del costo de depreciaciones que ha sido pagado pero cuyas inversiones asociadas no se han ejecutado, fueron llevados a precios del año base del cálculo del nuevo IMP, esto es, junio de 2018 y actualizados considerando la tasa regulada de 9.66% real antes de impuestos.

En la tabla siguiente se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 50 Estimación del descuento por Inversiones no Ejecutadas– EDEMET [Balboas]

Periodo	jul 14 - jun 15	jul 15 - jun 16	jul 16 - jun 17	jul 17 - jun 18
Inversiones proyectadas	97,340,451	100,583,291	90,029,097	81,746,867
Inversiones realizadas a precios corrientes	70,916,447	75,704,832	94,213,752	117,085,688
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	70,916,447	76,698,537	94,960,755	117,020,145
Inversión Bruta no ejecutada	26,424,005	23,884,754	-4,931,658	-35,273,278
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	827,362	1,575,218	1,420,802	316,361
Inversión Neta no ejecutada	25,596,643	47,906,179	41,553,719	5,964,080

Periodo	jul 14 - jun 15	jul 15 - jun 16	jul 16 - jun 17	jul 17 - jun 18
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	2,472,636	4,627,737	4,014,089	576,130
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	3,299,998	6,202,954	5,434,892	892,491
Valor indexado a Junio 2018	3,301,846	6,287,895	5,481,052	892,491
Valor total a descontar	15,963,284			

Este valor resultante es descontado del cálculo del IMP del período Julio 2018 a Junio 2022.

II.6. Determinación del Ingreso Máximo Permitido

A partir de la base de información anterior se determinaron los distintos componentes del IMP (Ver Anexo I), presentándose a continuación el valor presente neto de cada uno y el IMP medio obtenido para el periodo Julio 2018 a Junio 2022, aprobado mediante Resolución AN No.12959-Elec de 27 de noviembre de 2018, modificada por la Resolución AN No.13004-Elec de 12 de diciembre de 2018.

Tabla 51 Ingreso Máximo Permitido por año tarifario – EDEMET
[Miles de Balboas]

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	123,984.95	134,731.66	144,937.33	155,633.26
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	42,253.97	43,860.21	45,519.09	47,231.98
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	5,140.76	5,956.70	6,751.74	7,422.55
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	58,927.29	63,249.94	60,992.68	58,658.35
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-15,963.36			
IMP - Ingreso Máximo Permitido	214,343.60	247,798.51	258,200.85	268,946.14

Tabla 52 Valor Presente Ingreso Máximo Permitido – EDEMET [Miles de Balboas]

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	
VALORES REFERENCIADOS A JUNIO 2018	JULIO/18-JUNIO/22
DISTRIBUCIÓN	461,808.04
COMERCIALIZACIÓN	148,134.57
ALUMBRADO PÚBLICO	20,792.75
SUB-TOTAL	630,735.36
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	201,062.12
IMP TOTAL	831,797.48
ENERGIA FACTURADA (sin AP) [MWh]	14,728,464.81
IMP [B./MWh]	56.48
IMP S/Pérdidas [B./MWh]	42.82

Por su parte, se han comparado los precios medios en B./kWh (venta) resultantes para el período 2018-2022, con los vigentes en el primer semestre de 2018.

Tabla 53 Comparación del costo medio entre los periodos tarifarios 2014-2018 y 2018-2022 - EDEMET

Detalle	Periodo 14–18 a Jun 14	Periodo 14–18 a Jun 18*	Periodo 18–22 a Jun 18
IMP [B./MWh]	50.75	50.98	56.48
IMP sin pérdidas [B./MWh]	37.73	37.90	42.82
Diferencia IMP [%]			11.29
Diferencia IMP sin pérdidas [%]			13.19

* Ajuste por inflación según reconocimiento en el régimen vigente

CAPÍTULO III INGRESO MÁXIMO PERMITIDO ENSA

III.1. Información de base de ENSA

En este punto se desarrolla todo lo relativo a la obtención de la información de base necesaria para calcular el Ingreso Máximo Permitido (IMP) de ENSA. Básicamente se trata de los valores de demanda máxima, energía, clientes, pérdidas, base de capital inicial, bruta y neta, en distribución, comercialización y alumbrado público y las proyecciones de inversión durante el periodo. También las estimaciones del costo monómico de la energía. Se desarrolla cada punto a continuación.

III.1.1. Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 - Junio 2022

Se realizaron las previsiones de evolución del mercado, esto es, de cantidad de clientes, energía eléctrica facturada, energía ingresada al sistema eléctrico de ENSA y de demandas máximas de la empresa para cada año del periodo tarifario.

La información de base se agrupó por año tarifario y de ese modo se realizaron las proyecciones. En el Anexo II se muestra la información histórica recopilada y las previsiones realizadas.

La energía ingresada a la red se estimó a partir de las ventas proyectadas (incluyendo grandes clientes) y las pérdidas eficientes reconocidas, indicadas en la tabla 80.

En base a estos resultados y los factores de carga obtenidos de la información obrante en el Plan Indicativo de Demandas 2019-2039, se estimó la demanda máxima.

Los valores de energía ingresada al sistema y de demanda máxima corresponden a valores eficientes, esto es, considerando pérdidas eficientes.

Los cuadros siguientes muestran la información de mercado considerada en el cálculo del IMP para ENSA:

Tabla 54 Estimación del Número de Usuarios – ENSA

Años	Usuarios
JUL17 - JUN18	449,481
JUL18 - JUN19	463,864
JUL19 - JUN20	478,708
JUL20 - JUN21	494,027
JUL21 - JUN22	509,836

Tabla 55 Estimación de la Energía Facturada – ENSA [MWh]

Años	Energía Facturada sin AP	Energía Facturada AP	Energía Facturada EDEMET [MWh]	Energía Facturada Total
JUL17 - JUN18	3,548,530	66,293	265,082	3,879,905
JUL18 - JUN19	3,659,244	69,997	236,433	3,965,674
JUL19 - JUN20	3,773,413	73,226	256,768	4,103,407
JUL20 - JUN21	3,891,143	75,780	236,726	4,203,649
JUL21 - JUN22	4,012,547	78,811	236,844	4,328,202

Tabla 56 Estimación de la energía ingresada al sistema – ENSA

Años	Energía Ingresada Total [MWh]
JUL17 - JUN18	4,240,579
JUL18 - JUN19	4,357,735
JUL19 - JUN20	4,507,955
JUL20 - JUN21	4,620,382
JUL21 - JUN22	4,757,849

Tabla 57 Estimación de la Demanda Máxima – ENSA

Años	Demanda Máxima [MW]
JUL17 - JUN18	691.5
JUL18 - JUN19	710.7
JUL19 - JUN20	735.2
JUL20 - JUN21	753.5
JUL21 - JUN22	775.9

III.1.2. Proyección de precios monómicos de energía y costos de abastecimiento

En función de las últimas licitaciones y valores disponibles de los contratos de la empresa, se han calculado los precios monómicos de generación y transporte previstos para los semestres del periodo tarifario, que se indican en la tabla 58 y el promedio para cada año tarifario en la tabla 59.

Tabla 58 Precios monómicos proyectados para ENSA por semestre del periodo tarifario

Concepto		2018		2019		2020		2021		2022
		2 do	1 er	2 do	1 er	2 do	1 er	2 do	1 er	
		Semestre	Semestre	Semestre	Semestre	Semestre	Semestre	Semestre	Semestre	Semestre
Demanda Máxima	MW	690.03	635.38	641.91	650.87	655.09	679.00	683.38	699.81	
Energía Prevista	MWh	2,001,074.00	1,867,541.00	1,875,860.00	1,925,155.00	1,925,503.00	2,008,340.00	2,008,705.00	2,074,732.00	
PRECIOS PROMEDIOS										
Potencia Contratada	MW	690.06	716.00	726.18	701.02	715.59	585.03	585.83	595.03	
Costo Total Potencia Contratos	miles B/.	82,154.80	77,318.10	77,558.24	87,439.63	92,054.92	85,648.72	85,716.99	86,259.59	
Precio Promedio Potencia	B./kW-mes	19.74	18.01	17.80	20.71	21.44	24.40	24.39	24.16	
Energía Contratada	MWh	2,000,858.97	1,929,214.88	2,053,505.07	1,900,060.71	2,271,394.03	1,907,229.13	1,881,280.95	1,930,564.94	
Costo Total Energía Contratos	miles B/.	161,009.29	176,910.12	192,275.76	145,337.42	158,172.03	125,494.15	124,078.60	129,130.10	
Precio Promedio Energía	B./MWh	80.47	91.70	93.63	76.49	69.64	65.80	65.95	66.89	
MERCADO OCASIONAL										
Costo Maginal Proyectado	B./MWh	66.33	74.98	56.86	80.34	59.64	70.00	70.00	70.00	
Costo Mercado Ocasional	miles B/.	2,488	-2,600	-8,566	4,185	-19,019	8,968	10,810	11,982	
Energía en el Mercado Ocasional	MWh	27,215	-34,674	-150,645	52,094	-318,891	128,111	154,424	171,167	
Porcentaje sin Contratar	%	1%	-2%	-8%	3%	-17%	6%	8%	8%	
RESERVA										
Costo de Reserva	miles B/.	160	0	0	507	0	4,618	4,680	5,415	
Potencia en Reserva	MW	2.98	0.00	0.00	9.42	0.00	85.90	87.05	100.72	
Porcentaje sin Contratar	%	0%	0%	0%	1%	0%	13%	13%	14%	
Energía Servicio B										
Costo Total compras	miles B/.	245,813	251,628	261,268	237,469	231,208	224,729	225,285	232,786	
Monómico Compras	B./MWh	122.62	132.82	137.30	121.64	118.42	110.41	110.67	110.76	
SERVICIOS AUXILIARES										
Costo Servicios Auxiliares	miles B/.	3,695	3,752	3,419	3,899	3,500	3,758	3,758	3,804	
Autoabastecimiento										
Costo de Autoabastecimiento	miles B/.	0	0	0	0	0	0	0	0	
Monómico Total	B./MWh	122.62	134.37	138.68	123.23	119.80	111.86	112.12	112.19	
Monómico de Transmisión										
Costo Transmisión	miles B/.	25,970	26,468	20,945	20,945	18,422	18,422	18,422	18,422	
Energía Prevista	MWh	2,001,074	1,867,541	1,875,860	1,925,155	1,925,503	2,008,340	2,008,705	2,074,732	
(M\$*1000/MWh Transmisión) monómico de transmisión		12.98	14.17	11.17	10.88	9.57	9.17	9.17	8.88	
Monómico Total (G + T)	B./MWh	135.60	148.55	149.84	134.11	129.36	121.04	121.29	121.07	

Fuente: ASEP

Los precios medios ponderados por año tarifario resultan:

Tabla 59 Precios monómicos previstos para ENSA por año del periodo tarifario

Monómico TOTAL más cargos de transmisión	Prom 2018-2019	Prom 2019-2020	Prom 2020-2021	Prom 2021-2022
ENSA (Balboas/./MWh)	141.85	141.87	125.11	121.18

III.1.3. Tasa de depreciación

De acuerdo al Régimen Tarifario aprobado la tasa de depreciación a utilizar en el cálculo del Ingreso corresponde al promedio ponderado de la depreciación de los activos de la empresa, calculado a partir de la vida útil de cada uno. En este caso se ha extraído la información de los Informes regulatorios, tanto general como por ítem de activo. En la tabla siguiente se muestran los datos y valores resultantes.

Tabla 60 Tasas de depreciación de los activos – ENSA

	Año 2014			Año 2015		
	Base Bruta [Balboas]	Vida Util promedio	Depreciación	Base Bruta [Balboas]	Vida Util promedio	Depreciación
Distribución	461,123,218	27.9	3.59%	517,587,370	27.7	3.61%
Alumbrado	24,970,176	22.0	4.55%	26,437,371	22.0	4.55%
Comercial	63,098,813	20.9	4.79%	71,160,356	20.8	4.81%
	Año 2016			Año 2017		
	Base Bruta [Balboas]	Vida Util promedio	Depreciación	Base Bruta [Balboas]	Vida Util promedio	Depreciación
Distribución	582,086,496	28.0	3.57%	625,932,295	28.0	3.57%
Alumbrado	30,139,029	22.0	4.55%	32,224,082	22.0	4.55%
Comercial	82,712,736	21.2	4.71%	92,160,254	21.3	4.69%

	Promedio
Distribución	3.58%
Alumbrado	4.55%
Comercial	4.75%

El Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas (SRUC) establece los siguientes rangos para la depreciación de los activos:

- Distribución = 3.0% a 3.5%,
- Comercialización = 3.3% a 7.0%,
- Alumbrado Público = 3.3% a 7.0%.

Finalmente, para la definición de la tasa de depreciación se tomaron valores de referencia ajustados a los límites definidos en el SRUC resultando:

- Distribución = 3.50%,
- Comercialización = 4.75%,
- Alumbrado Público = 4.55%.

III.2. Base de Capital

Se presentan los resultados obtenidos del cálculo de la base de capital inicial y la base de capital proyectada para el periodo Julio 2018 a Junio 2022.

III.2.1. Base de Capital a junio de 2018

2.1.1. Documentación aportada por ENSA

Las inversiones realizadas en los años 2014, 2015, 2016, 2017 se han obtenido de las planillas CC generadas por ASEP previstas en la Contabilidad Regulatoria. Estas son generadas a partir de información enviada por la empresa en el formato requerido por el sistema regulatorio de cuentas (SRUC), con información georeferenciada. Los montos de inversión total por cuenta y total anual detallados en las planillas CC se compararon con los declarados en la contabilidad regulatoria en la planilla BS-01 para cada uno de los años. Cabe destacar que en algunos años los montos por línea de negocios son diferentes, posiblemente esta diferencia se debe a una imputación distinta en las planillas CC respecto de la BS-01. El detalle de las inversiones por cuenta y por año se toma de las planillas CC generadas por ASEP. La proyección de inversiones para el primer semestre de

2018 se obtiene de la nota de ENSAVPPM-076-18 que detalla las inversiones a realizarse en el primer semestre de 2018, esta información se tuvo que ajustar al formato requerido por el sistema regulatorio de cuentas por lo que se distribuyeron las inversiones de manera aproximada en una planilla CC. Esta información, así como algunas de las obras realizadas durante el año 2017 y anteriores, fueron inspeccionadas por ASEP.

Los retiros realizados en los años 2014, 2015, 2016 y 2017 se han obtenido de los Balances Regulatorios, específicamente de las planillas BS-01 para cada uno de los años. Para el primer semestre del 2018 la empresa no presenta ninguna estimación de retiros.

Detalles sobre la descripción de las adiciones se obtuvieron de los archivos de “*Proyectos ENSA 20xx*” para los años 2014, 2015, 2016 y 2017.

También se dispone de los balances regulatorios y financieros para los años 2014, 2015, 2016 y 2017. Se han verificado aspectos puntuales de los mismos relacionados con la información detallada en planillas CC.

2.1.2. Valores de partida

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por ASEP hasta diciembre del año 2013 mediante la Resolución AN N° 7656-Elec de 25 de julio de 2014.

Dado que el último semestre del año 2014 fue estimado en la revisión anterior a los efectos del cálculo del IMP se analiza el año 2014 completo en la presente revisión tarifaria.

Las planillas para el cálculo de la base de capital, planillas denominadas “*AA-01-aaaa*” toman como valor de partida la base de capital al 31/12/2001 a fin de computar correctamente la depreciación y los retiros en la determinación de la base de capital neta. Las adiciones y retiros hasta el 31/12/2013 se toman con la eficiencia determinada en el estudio tarifario anterior, a fin de que la base de partida sea la misma de la Resolución AN N° 7656-Elec.

Los valores originales a Diciembre de 2013 se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 61 Base de Capital Inicial a Diciembre de 2013 - ENSA [Balboas]

ENSA 2013	BCBruto	BCNeta
Propiedades y planta	27,547,777	11,792,370
Sistema de distribución	370,808,630	189,972,664
Alumbrado Público	18,812,408	10,085,450
Comercialización	42,350,472	26,713,490
Total 2013	459,519,288	238,563,974

Es importante destacar que en la presente revisión se ha mantenido la información aportada en la revisión anterior en cuanto a adiciones y retiros de activos desde el 31 de diciembre del 2001 hasta diciembre del año 2013. Con esta información anterior y la aportada por la empresa para el periodo 2014-2018 es posible contar con un mayor detalle de la evolución de las inversiones en las diferentes cuentas. En particular permite imputar correctamente la depreciación de los activos incorporados en el periodo 2002-2013, para los cuales se tiene una vida útil definida y no se necesita calcular una vida útil promedio.

2.1.3. Criterios para el Análisis de eficiencia de las inversiones

Las inversiones presentadas por la empresa han sido revisadas y se aplica sobre las mismas, cuando corresponde, criterios de eficiencia. El detalle y la información de las inversiones presentada por ENSA han sido insuficientes en la mayoría de las cuentas de cada línea de negocios.

La empresa realizó la presentación de las inversiones teniendo en cuenta la nueva normativa de contabilidad regulatoria (que requiere la georreferenciación de los elementos incorporados) pero en forma incompleta, lo que dificultó la comparación de las obras con costos internacionales en gran cantidad de casos. Se presentan obras donde no se sabe a ciencia cierta si los elementos que la conforman fueron cargados en su totalidad y existen otras obras donde no sale ningún elemento cargado. Se han realizado múltiples pedidos de información haciendo notar esta problemática, pero si bien han aportado información adicional, ha sido insuficiente. En virtud de ello se han adoptado criterios generales de eficiencia que contemplan en algunos casos costos internacionales, criterios de asimetría de información y de costos considerados de operación y mantenimiento.

Los criterios utilizados para evaluar los activos han sido los siguientes:

- Coeficiente de Asimetría

- a) Se adopta un coeficiente vinculado al concepto de diferencias de conocimiento de la información por parte del Regulador y de la empresa Distribuidora (denominado coeficiente de asimetría). Este coeficiente de asimetría tendrá un valor de 0.9.

El regulado (la empresa distribuidora) posee información precisa sobre todos los componentes vinculados al desarrollo de su empresa (costos, demanda, consumos, tecnología, mercados, etc.), mientras que el Regulador obtiene indirectamente información de reportes contables, datos no contables, estimaciones etc. Esto sumado a la gran cantidad de requerimientos realizados para obtener información fundamentalmente relacionada con los costos de las obras, con respuesta totalmente insuficiente por parte de la distribuidora (en algunas obras se presenta el pliego de llamado de licitación, valores referenciales y diferencias entre lo adjudicado y lo declarado en la información final).

Debe agregarse a esto que oportunamente la ASEP diseñó un sistema de contabilidad regulatoria que podría reducir esta asimetría, mediante el cual se podían volcar las obras a través de proyectos en un sistema georeferenciado, partiendo de un estado inicial. Si bien ENSA adoptó este sistema no ha logrado cumplimentar en todas sus partes este procedimiento, dificultando de este modo la posibilidad de verificar. Por estas causas se define que se aplicará este coeficiente con valor general de 0.9.

- b) En relación con la cuenta edificios y mejoras, de la línea de negocios propiedad y planta, se observa un precio del m² construido muy variable, no resultando clara la información. Contemplando estos valores, se le aplica el coeficiente de asimetría.
- c) En el caso de las líneas de alta tensión y subestaciones se observa una notable diferencia entre costos declarados y los proyectados inicialmente, no existiendo un buen grado de detalle de las mismas. Por otro lado no se han ejecutado todas las obras proyectadas inicialmente en el periodo vigente (las que no se han ejecutado han sido descontadas). Al resto se le aplica el coeficiente de asimetría.
- d) Para las acometidas se utiliza el coeficiente de asimetría.
- e) En relación con los centros de transformación se ha observado una dispersión entre los valores de la empresa y los costos internacionales, no pudiendo definirse una tendencia determinada. En este caso se adopta el coeficiente de asimetría.
- f) En el caso del alumbrado público, se detallan el número de luminarias y su tipo y potencia. Teniendo en cuenta tanto la disparidad de precios como en algunos casos costos excesivos

respecto de los internacionales e inclusive en los distintos años en la misma empresa se aplica el coeficiente de asimetría.

g) En cuanto a los equipos de protección y despachos de maniobras y SCADA, tomando en cuenta los costos operativos se adopta el coeficiente de asimetría.

- Comparación con Costos Internacionales

h) En relación con las líneas aéreas y subterráneas de media tensión y de baja tensión se han aplicado los siguientes criterios para calcular el coeficiente de eficiencia:

- Si la información es completa y se dispone de costos internacionales para líneas similares, se adoptan los costos internacionales. Si el coeficiente de eficiencia resultante de la comparación con costos internacionales es menor a 0.9, se adopta 0.9 como límite mínimo.
- En el caso de no disponer de información suficiente se adopta el criterio de asimetría.

- Coeficiente de Operación y Mantenimiento (OYM)

i) En algunas obras de distribución la información presentada no permite determinar claramente si corresponde a obras capitalizables o acciones de mantenimiento del sistema (construyéndose parte de obras con cables o postes existentes, obras de pequeñas longitudes u obras que no contiene todos los componentes, etc.).

En todos estos casos se utiliza como índice de eficiencia el coeficiente de operación y mantenimiento que considera que en realidad esas obras no son inversiones (coeficiente igual a 0).

Esto está sustentado adicionalmente en los resultados observados en relación con los costos de explotación proyectados en la revisión anterior y los realmente ejecutados, los cuales son sustancialmente menores.

Se ha aplicado el coeficiente de operación y mantenimiento cuando la obra presenta las siguientes características:

- En el caso de líneas aéreas: tiene menos de dos postes y menos de 50 m de longitud.
 - En el caso de línea subterránea: la longitud de la línea es menor de 20 metros.
- j) En cuanto a los medidores se ha efectuado un análisis de los medidores incorporados y la cantidad de usuarios nuevos en el periodo más los retiros de medidores declarados y resulta una diferencia notable en esta relación (la cantidad de medidores incorporados según las planillas CC son superiores a estas relaciones), lo cual no tiene una explicación adecuada. Por lo que se adopta un coeficiente de 0.9.

- Inversiones del I Semestre de 2018

l) Para el 1º semestre de 2018, teniendo en cuenta los coeficientes de eficiencia aplicados en años anteriores y teniendo en cuenta que la totalidad de inversiones previstas son muy superiores a la media de los años anteriores, se aplica un coeficiente general de 0.90.

Con los criterios definidos y con los costos de referencia se aplicaron los factores resultantes a cada uno de los ítems detallados en las planillas correspondientes obteniéndose finalmente los valores de inversiones a reconocer para cada uno de los años.

Los coeficientes de eficiencia aplicados pueden observarse en las planillas *CC-ENSA-2014*, *CC-ENSA-2015*, *CC-ENSA-2016*, *CC-ENSA-2017* y *CC-ENSA-2018*. En ellas se encuentra los montos

totales de adición, discriminados por líneas de negocios y cuentas en forma detallada, para cada uno de los años que conforman el presente periodo de revisión tarifaria.

2.1.4. Base de Capital a junio de 2018

Como se mencionó anteriormente para cada año (aaaa) del periodo de revisión tarifaria se genera una planilla denominada originalmente como “CC-01-AD-aaaa-ENSA” donde se aplican los coeficientes de eficiencias sobre las adiciones correspondientes a ese año en particular.

A partir de los datos volcados en las planillas, se genera una nueva que permite calcular la base de capital bruta y neta al inicio del periodo tarifario, denominada “AA-ENSA”. Estas planillas tienen en cuenta las adiciones hasta el año correspondiente con los respectivos coeficientes de eficiencia aplicados, los retiros producidos hasta ese año en función de sus respectivas fechas de alta y la base de capital de partida a diciembre del 2001.

Cabe destacar que se toma la Base Bruta descontando todos los activos que han cumplido su vida útil, por lo que han sido depreciados en su totalidad (Ver Anexo IX). Esto implica que no se considera depreciación y rentabilidad en activos que ya fueron amortizados totalmente.

Con respecto a los retiros presentados por la empresa, sobre la base de una hipótesis de que son componentes retirados antes de cumplir su vida útil, los mismos no han sido restados ni de la base de capital bruta ni de la base de capital neta, lo que implica que seguirán percibiendo depreciación y rentabilidad hasta que cumplan su vida útil, restándose de la base de capital solamente los activos totalmente depreciados. Es importante destacar que estos activos retirados no deberán ser reutilizados como activo nuevo.

Los resultados del análisis anterior, que incluyen los activos brutos y netos a junio de 2018, quedan reflejados en la siguiente tabla:

Tabla 62 Activos e Inversiones Declaradas 2014 – Jun 2018 – ENSA [Balboas]

ENSA 2014	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	14,976,425.35	0.90	13,545,091.91	31,996,140.36	25,632,610.41
Sistema de distribución	38,240,684.70	0.90	34,375,688.87	419,938,950.12	224,765,471.83
Alumbrado Público	1,318,804.74	0.90	1,186,924.27	24,979,519.45	11,654,854.45
Comercialización	4,220,614.65	0.90	3,798,553.19	53,701,365.83	31,870,497.14
Total	58,756,529.44		52,906,258.23	530,615,975.75	293,923,433.82
ENSA 2015	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	17,658,206.85	0.90	15,892,386.17	44,072,938.53	37,108,458.77
Sistema de distribución	52,908,452.63	0.89	47,007,776.49	463,083,849.21	257,005,031.73
Alumbrado Público	1,630,216.29	0.90	1,467,194.66	26,446,714.11	11,988,521.36
Comercialización	7,611,629.54	0.90	6,850,466.59	60,550,475.35	36,354,965.38
Total	79,808,505.31		71,217,823.90	594,153,977.20	342,456,977.24
ENSA 2016	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	26,713,084.93	0.90	24,041,776.44	66,612,306.76	55,046,312.85
Sistema de distribución	51,217,096.27	0.90	45,877,305.46	507,772,859.69	285,721,802.07
Alumbrado Público	4,112,953.57	0.90	3,707,228.58	20,652,921.81	14,593,963.60
Comercialización	9,644,589.97	0.90	8,680,130.97	69,208,119.32	42,345,915.93
Total	91,687,724.74		82,306,441.45	664,246,207.59	397,707,994.45
ENSA 2017	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	15,652,369.52	0.90	14,087,132.57	78,534,215.33	61,853,185.86
Sistema de distribución	36,874,476.07	0.87	32,083,182.37	516,101,560.08	301,011,714.55
Alumbrado Público	2,316,725.18	0.91	2,097,139.49	22,750,061.30	15,754,238.87

Comercialización	7,947,264.17	0.90	7,154,580.03	76,362,699.35	46,410,543.99
Total	62,790,834.94		55,422,034.46	693,748,536.06	425,029,683.28
ENSA 2018/junio	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	1,157,200.00	0.90	1,041,480.00	79,575,695.33	58,792,118.00
Sistema de distribución	28,172,459.52	0.90	27,365,996.47	543,467,556.55	319,572,158.06
Alumbrado Público	1,392,179.00	0.90	1,252,961.10	24,003,022.40	16,489,311.21
Comercialización	1,576,802.00	0.90	1,419,121.80	65,642,760.28	46,221,346.63
Total	32,298,640.52		31,079,559.37	712,689,034.56	441,074,933.90

En siguiente la tabla se sintetiza la Base de Capital a junio de 2018 estimada para la empresa a través del análisis realizado.

Tabla 63 Base de Capital a Junio 2018 – ENSA [Balboas]

Tipo de Activo	BCBruta	BCNeta
Sistema de distribución	614,467,517.49	370,935,355.56
Alumbrado Público	24,003,022.40	16,489,311.21
Comercialización	74,218,494.67	53,650,267.12
Total	712,689,034.56	441,074,933.90

III.2.2. Ajuste por actividades no reguladas

De acuerdo a lo establecido por la normativa vigente se determinó el factor de corrección por actividades no reguladas (FCBC), el cual se utiliza para ajustar la base de capital inicial.

Para tal fin se obtuvo del balance regulatorio para el año 2017 los siguientes valores:

Tabla 64 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – ENSA [Balboas]

Detalle	Valor
(D) Ingresos no regulados	4,166,488
(A) Ingresos por venta de energía	626,795,596
(B) Compras de energía	- 492,090,222
(E) Ingreso neto (A) + (B)	134,705,374
FCBC (E) / [(E) + (D)]	0.970

III.2.3.

III.2.4. Base de Capital Inicial del Período 2018-2022

El coeficiente de ajuste anterior, aplicados a los activos brutos y netos totales, permiten obtener los valores de Activos Brutos y Netos para el año inicial, correspondientes solo a actividades reguladas, tal como se aprecia en la tabla que sigue.

Tabla 65 Base de Capital Bruta y Neta, inicial y ajustada, a junio 2018 – ENSA [Miles de Balboas]

Base de Capital	Activos al Año Base	FCBC	Activos al Año Base Ajustados
Valor Bruto Base de Capital Distribución	614,468	0.970	596,033
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	74,218	0.970	71,992
Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	24,003	0.970	23,283

Base de Capital	Activos al Año Base	FCBC	Activos al Año Base Ajustados
Total Activos Brutos	712,689		691,308
Valor Neto Base Capital Distribución	370,935	0.970	359,807
Valor Neto Base Capital Comercialización	53,650	0.970	52,041
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	16,489	0.970	15,995
Total Activos Netos	441,075		427,843

III.2.5. Inversiones eficientes en distribución y comercialización

2.5.1. Inversiones eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia

La aplicación de las ecuaciones de eficiencia aprobadas mediante la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018, modificada por la Resolución AN No.12745-Elec de 24 de septiembre de 2018, realizando el ajuste de adaptación de los costos de EE.UU. a Panamá, da lugar a los activos eficientes en Distribución y Comercialización para ENSA por periodo, que se muestran en la siguiente la tabla.

Tabla 66 Activos Eficientes – ENSA [Balboas]

Activo	JUL17 - JUN18	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
Distribución AD	982,502,568	1,013,086,089	1,045,711,114	1,077,818,899	1,111,729,977
Comercialización AC	65,163,073	67,207,520	69,316,109	71,490,854	73,733,830
Activos Totales	1,047,665,641	1,080,293,609	1,115,027,223	1,149,309,753	1,185,463,807

A partir de dichos activos, mediante las diferencias de valores entre un año y el inmediato anterior, surgen las inversiones eficientes en distribución y comercialización, que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 67 Inversiones Eficientes – ENSA [Balboas]

Inversiones	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
Distribución ID	30,583,521	32,625,025	32,107,785	33,911,078
Comercialización IC	2,044,446	2,108,589	2,174,745	2,242,976
Inversiones Totales	32,627,968	34,733,615	34,282,530	36,154,054

2.5.2. Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia

Los datos de las empresas comparadoras y en consecuencia las ecuaciones de eficiencia no consideran las inversiones en subestaciones en alta tensión, alumbrado público, soterramiento, electrificación rural y otras, por lo que estas se agregan a partir de lo previsto en los planes de expansión presentados por ENSA mediante nota VPPM-111-18 de 12 de abril de 2018.

En la siguiente tabla se presentan los valores resultantes que son incorporados como inversiones de alta tensión en subestaciones:

Tabla 68 Inversiones adicionales en subestaciones, arquitectura asociada y líneas de AT - ENSA [miles de Balboas]

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 18/ Jun 19	Jul 19/ Jun 20	Jul 20/ Jun 21	Jul 21/ Jun 22	Total del Periodo
EXPANSIÓN EN S/E AT Y LINEAS AT	9,212.36	10,480.00	4,329.00	0.00	24,021.36
Expansión S/E Geehan	0.00	2,364.00	0.00	0.00	2,364.00
Expansión S/E Calzada Larga	0.00	1,948.00	0.00	0.00	1,948.00

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 18/ Jun 19	Jul 19/ Jun 20	Jul 20/ Jun 21	Jul 21/ Jun 22	Total del Periodo
Nuevo Transformador y EMB S/E Argos	0.00	0.00	1,082.00	0.00	1,082.00
Expansión S/E Cerro Viento (Etapa 1)	424.20	0.00	0.00	0.00	424.20
Expansión S/E Cerro Viento (Etapa 2)	1,520.62	0.00	0.00	0.00	1,520.62
Expansión S/E Tocumen	1,968.54	0.00	0.00	0.00	1,968.54
Reemplazo TX3 S/E Santa María	0.00	108.00	0.00	0.00	108.00
Expansión S/E Santa María (Etapa 2)	0.00	6,060.00	1,407.00	0.00	7,467.00
S/E Nuevo Tonosí	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nuevo Transformador en S/E Santa Rita y líneas	0.00	0.00	1,840.00	0.00	1,840.00
Expansión S/E María Chiquita	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Equipos para ETESA S/E24 dic pendiente de reembolso Notas VPPM-219-18 y DSAN-3123-17	5,299.00	0.00	0.00	0.00	5,299.00

Se incorpora la inversión en equipos para la Subestación 24 de Diciembre (pendiente de reembolso por parte de ETESA, que será traspasada a ETESA una vez sea reembolsada de acuerdo a las Notas VPPM-219-18 y DSAN-3123-17). Adicionalmente se prevé la incorporación de otras inversiones especiales en Circuitos MT (ID) y la colocación de 862 medidores inteligentes (IC) para los clientes con demanda entre 50 y 100 kW. Esta última inversión es adicional a la ya aportada para el periodo de 2018 a 2022 que correspondía a los clientes con demanda igual o mayor a 100 kW, que la empresa debe culminar.

Tabla 69 Inversiones circuitos en media tensión y medición inteligente- ENSA [miles de Balboas]

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 18/ Jun 19	Jul 19/ Jun 20	Jul 20/ Jun 21	Jul 21/ Jun 22	Total del Periodo
Proyectos Especiales Distribución MT	1,779.13	6,756.96	2,977.18	390.45	11,903.73
-Extensión en cable protegido trifásico e instalación de interruptores telecontrolados y recerrador en los circuitos de la Subestación 24 de Diciembre.	828.17	0.00	0.00	0.00	828.17
-Reemplazo de 5 km de trocha por cable protegido trifásico en el circuito HE-1.	0.00	0.00	590.70	0.00	590.70
-Centro de reflexión, interruptores telecontrolados y extensión en cable protegido trifásico para la confiabilidad del Aeropuerto, Hospital y proyecto habitacional Los Lagos en Colón.	507.59	0.00	0.00	0.00	507.59
-Habilitación del patio de 34.5 kV de S/E Santa Rita, extensiones en cable protegido trifásico, instalación de recerradores e interruptores telecontrolados para confiabilidad de los circuitos de la Subestación Chilibre, Costa Arriba de Colón y Planta Potabilizadora de Sabanitas.	0.00	3,091.77	0.00	0.00	3,091.77
-Nuevo circuito en cable protegido desde S/E Calzada Larga.	443.37	0.00	0.00	0.00	443.37
-Mejora a la confiabilidad de Metetí.	0.00	2,115.57	0.00	0.00	2,115.57
-Extensión de 3 km en cable protegido trifásico e instalación de recerrador en Chepo.	0.00	0.00	264.07	0.00	264.07
-Extensión de 10 km en cable protegido monofásico para Salamanca.	0.00	339.08	0.00	0.00	339.08
-Extensión de 10 km en cable protegido monofásico entre Boca de Cupe y Yapé.	0.00	0.00	0.00	390.45	390.45
-Reemplazo y/o extensión trifásica de 12 km de red en cable protegido entre la "Y" de Escobal y Cuipo.	0.00	0.00	1,429.39	0.00	1,429.39

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 18/ Jun 19	Jul 19/ Jun 20	Jul 20/ Jun 21	Jul 21/ Jun 22	Total del Periodo
-Extensión de 10 km de cable protegido trifásico desde Portobelo a Nombre de Dios y extensión de 6 km en cable protegido trifásico de Miramar a Cuango.	0.00	1,210.53	693.02	0.00	1,903.55
Medidores Inteligentes - 50 kW a 100 kW (862 medidores)	122.00	244.00	248.00	248.00	862.00
Medidores Inteligentes -hasta 100 kW (180 medidores)	405.00	405.00	0.00	0.00	810.00

Asimismo se consideran fondos para inversiones en electrificación rural estimadas por la empresa, las cuales se muestran en la siguiente tabla. Las poblaciones a ser consideradas para utilizar los fondos incluidos como inversiones adicionales en electrificación rural se encuentran en el Anexo VIII de este documento. La empresa deberá determinar, junto con la Oficina de Electrificación Rural, las poblaciones más urgentes y los presupuestos para que se realicen dentro del periodo.

Tabla 70 Inversiones Adicionales en Electrificación Rural – ENSA [miles de Balboas]

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 18/ Jun 19	Jul 19/ Jun 20	Jul 20/ Jun 21	Jul 21/ Jun 22	Total del Periodo
Electrificación Rural	309.00	619.00	618.00	618.00	2,164.00

En resumen, las inversiones eficientes no consideradas dentro de las ecuaciones de eficiencia previstas para el periodo tarifario son las siguientes:

Tabla 71 Inversiones No Contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia –ENSA [Miles de Balboas]

Concepto	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22	Total
Inversiones Alta Tensión	9,212.36	10,480.00	4,329.00	-	24,021.36
Inversiones Especiales	1,779.13	6,756.96	2,977.18	390.45	11,903.73
Inversiones Electrificación Rural	309.00	619.00	618.00	618.00	2,164.00
Medición Inteligente	527.00	649.00	248.00	248.00	1,672.00
Total Inversiones adicionales Distribución	11,300.49	17,855.96	7,924.18	1,008.45	38,089.09
Total Inversiones adicionales Comercialización	527.00	649.00	248.00	248.00	1,672.00

Considerando las inversiones resultantes de las ecuaciones de eficiencia y las adicionales, resulta el total de inversiones para el periodo julio 2018 a junio 2022 de distribución y comercialización:

Tabla 72 Inversiones totales en Distribución y Comercialización – ENSA [Miles de Balboas]

INVERSIONES TOTALES		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22	TOTALES
Distribución	ID	41,884.01	50,480.99	40,031.97	34,919.53	167,316.50
Comercialización	IC	2,571.45	2,757.59	2,422.74	2,490.98	10,242.76
TOTAL INVERSIONES		44,455.46	53,238.58	42,454.71	37,410.51	177,559.25

Los costos agregados a las Inversiones Eficientes en este IMP podrán variar durante su ejecución, por lo que el costo eficiente a ser incorporado en la Base de Capital del siguiente periodo tarifario

será determinado en su momento con la metodología utilizada para determinar el costo eficiente del resto de las inversiones realizadas y en ningún caso se considerarán como precio eficientes los costos estimados en este IMP.

III.2.6. Inversiones eficientes en Alumbrado Público

Para la determinación de ACT_{ALUMt} y $ACTN_{ALUMt}$ se tomó en consideración el valor del activo fijo al mes de junio del año 2018 y las incorporaciones de activos basados en el plan de inversiones presentado por la distribuidora en la nota VPPM-111-18 del 12 de abril de 2018 y la nota VPPM-379-17 mediante la cual presentan la cantidad de luminarias a reemplazar para lograr 10% de ahorro del consumo de energía el sistema de alumbrado público. El plan de inversiones toma en cuenta el crecimiento vegetativo y los proyectos específicos a ejecutar, considerando el crecimiento vegetativo en sodio y LED y el reemplazo de iluminación actual de sodio por LED.

La cantidad de luminarias que se reportaron existentes en ENSA al 31 de marzo de 2018 fue de 114,589, de acuerdo con la nota VI-114-2018 de 10 de abril de 2018. Para aproximar este valor, a la cantidad de luminarias al 30 de junio de 2018 (es decir al final el periodo tarifario 2014-2018) se asume que durante el trimestre abril-junio de 2018, ENSA está instalando la mitad de las 1,604 luminarias que proyecta como crecimiento vegetativo para el segundo semestre del 2018. Luego el valor base de cantidad de luminarias al 30 de junio de 2018 es de 115,391 luminarias.

Además, de los planes de inversión presentados por la empresa se obtuvieron los valores del crecimiento vegetativo de luminarias, en las dos tecnologías: sodio y LED. Igualmente, se incorporan proyectos especiales y, finalmente, se incorporan una cantidad de luminarias LED para reemplazar luminarias de sodio y lograr 10% de ahorro del consumo de energía el sistema de alumbrado público.

Tomando en cuenta estos datos, se detalla a continuación la cantidad de luminarias a incorporar anualmente, por año tarifario:

Tabla 73 Cantidad de Luminarias a Incorporar - ENSA

Concepto	Jul18 / Jun19	Jul19 / Jun20	Jul20 / Jun21	Jul21 / Jun22	Totales
Crecimiento Vegetativo - Sodio	1,547	3,094	3,094	3,098	10,833
Crecimiento Vegetativo - LED	285	572	572	571	2,000
Proyectos especiales - LED	1,005	768	200	-	1,973
Total Luminarias adicionales	2,837	4,434	3,866	3,669	14,806

El detalle de los proyectos especiales es el siguiente:

Tabla 74 Proyectos especiales - ENSA

Proyectos especiales	Cantidad de Luminarias	Inversión prevista [Balboas]
Alumbrado Corredores LED	1,169	1,983,415
Iluminación para pasos peatonales: 101 pasos elevados, alcance típico de 4 postes con su luminaria - LED	404	524,630
Iluminación Carretera Panamericana en los sitios poblados del tramo Tortí-Metetí, aproximadamente 400 luminarias LED equivalente a 250 W APS	400	315,988
Proyectos Especiales Luminarias LED – Reemplazo de luminarias de sodio	11,443	3,246,465

Del cuadro anterior se observa, que la cantidad de luminarias correspondientes a Proyectos Especiales de Luminarias LED para reemplazo de luminarias de sodio, no se considera en las cantidades de luminarias incorporadas, ya que se trata justamente de reemplazos.

Integrando el total de luminarias incorporadas al total de junio de 2018, resultan los totales por periodo que se detallan en la tabla siguiente.

Tabla 75 Evolución de la cantidad total de luminarias durante el período - ENSA

Jun18	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
115,391	118,228	122,662	126,528	130,197

Las inversiones previstas para el periodo tarifario en Alumbrado Público resultan de información provista por la empresa y revisada con la de las otras dos empresas distribuidoras. Las luminarias por crecimiento vegetativo tienen un costo de B/.256 para sodio y de B/.513.28 para LED, en función del costo de la lámpara, la estructura y el costo de la instalación. Los proyectos especiales LED incorporados que son para reemplazos, tienen un costo de B/.310 que sólo incorpora el costo de la lámpara y el reemplazo de la de sodio.

Tabla 76 Inversiones Totales en Alumbrado Público – ENSA [Miles de Balboas]

Concepto	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22	Total
Luminarias Crecimiento vegetativo - Sodio	396.00	792.00	792.00	792.00	2,772.00
Luminarias Crecimiento vegetativo - LED	145.00	294.00	294.00	294.00	1,027.00
Reposición y mejoras de AP	580.00	1,158.00	1,156.00	1,156.00	4,050.00
Proyectos especiales - LED	2,119.75	1,357.91	969.61	1,623.23	6,070.50
Total Inversiones en Alumbrado Público	3,240.75	3,601.91	3,211.61	3,865.23	13,919.50

III.2.7. Base de Capital proyectada del período 2018-2022

La inversión total que se incorpora para la expansión y desarrollo del sistema de distribución, comercialización y alumbrado público para el periodo es la siguiente:

Tabla 77 Inversiones Totales – ENSA
[Miles de Balboas]

INVERSIONES		Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22	TOTALES
Inversiones en Distribución	ID	41,734.77	50,476.63	40,026.28	34,914.27	167,151.95
Inversiones en Comercialización	IC	2,571.45	2,757.59	2,422.74	2,490.98	10,242.76
Inversiones en AP	IAP	3,240.75	3,601.91	3,211.61	3,865.23	13,919.50
Total de Inversiones		47,546.97	56,836.13	45,660.63	41,270.47	191,314.20

Con la proyección de las inversiones totales de Distribución y Comercialización de la tabla 50, las de Alumbrado Público y la base de capital ajustada a junio de 2018, resultan los activos (brutos y netos) de distribución y comercialización, para la empresa distribuidora que se muestra a continuación:

Tabla 78 Base de capital bruta y neta ajustada al final de cada periodo – ENSA
[Miles de Balboas]

ENSA	BASE Jun 18	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
Valores Brutos					
Base de Capital de Distribución	596,033	637,917.50	688,398.49	728,430.46	763,349.99
Base de Capital de Comercialización	71,992	74,563.39	77,320.98	79,743.72	82,234.70
Activos Fijos AP	23,283	26,523.68	30,125.59	33,337.20	37,202.43
Valores Netos					
Base Capital Distribución	359,807	380,097.16	407,367.62	422,605.08	431,418.45
Base Capital Comercialización	52,041	51,131.52	50,281.85	48,974.31	47,618.30
Activos Fijos AP	15,995	18,102.28	20,415.42	22,183.25	24,443.70

III.3. Pérdidas de Energía en Distribución

Los porcentajes de pérdidas correspondientes a ENSA se calculan aplicando los valores proyectados de energía ingresada (tabla 56) en la ecuación de eficiencia de pérdidas aprobada mediante la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018.

Tabla 79 Pérdidas eficientes - ENSA

Jul18- Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
7.66%	7.66%	7.66%	7.66%

En base a un análisis de la información presentada por ENSA en relación a las pérdidas no técnicas (Anexo V), en particular las ocurridas en áreas denominadas “Zonas Rojas e Invasiones”, se estimaron las mismas en 2.95% de la energía ingresada a la distribuidora. De este valor se estima razonable reconocer para este periodo, en función de las características particulares de la situación económica-social, un 60% de las mismas (1.77%), manteniendo un incentivo a su mejoramiento.

Tabla 80 Pérdidas totales a reconocer por periodo - ENSA

Jul18- Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
9.43%	9.43%	9.43%	9.43%

III.4. Costos eficientes

III.4.1. Costos de administración, operación y mantenimiento y comercialización

Por medio de la aplicación de las ecuaciones de eficiencia aprobadas por la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018, a los datos de clientes y de demanda máxima proyectados de ENSA (punto III.1) y realizado el ajuste de adaptación de los costos de EEUU a Panamá, valores de CLR y PPP a junio de 2018, se obtienen los siguientes costos eficientes:

Tabla 81 Costos de Explotación Eficientes – ENSA [Balboas]

COSTO	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
OM	29,145,775	29,989,058	30,841,334	31,725,848
COM	35,225,387	36,357,224	37,525,429	38,731,170
ADM	18,028,972	18,530,432	19,045,840	19,575,584
TOTAL	82,400,133	84,876,714	87,412,604	90,032,602

III.4.2. Costos de operación y mantenimiento de Alumbrado Público

Respecto del costo unitario promedio de operación y mantenimiento (OyM) de Alumbrado Público, se analizaron los valores de gastos de OyM obtenidos de la Hoja ER-06 de los Informes

regulatorios de los años 2013 a 2017. Estos valores de OyM de Alumbrado Público se dividieron entre la cantidad de luminarias al mes de junio de dichos años y con esos datos se obtienen los valores unitarios, los cuales se muestran en la tabla que sigue:

Tabla 82 Costo contable medio de operación y mantenimiento de alumbrado público - ENSA

En Balboas	2013	2014	2015	2016	2017
Gastos de Operación y Mantenimiento	616,796	864,974	1,002,233	984,035	958,828
Otros Gastos de Alumbrado Público	0	0	0	0	0
Gasto Administrativo	0	0	0	0	0
GRAN TOTAL DE GASTOS	616,796	864,974	1,002,233	984,035	958,828
Cantidad de luminarias promedio	99,648	101,429	102,287	109,032	112,909
Costo medio [balboas/luminaria]	6.19	8.53	9.80	9.03	8.49

Del análisis del cuadro anterior se observa que los costos asociados a AP, declarados por la distribuidora en el Informe Regulatorio, para el periodo 2014-2018 son superiores al reconocido eficiente en la revisión anterior.

Estos costos se analizan en el marco de las revisiones tarifarias anteriores de donde se observa: El costo reconocido en la revisión 2010-2014 por luminaria actualizado (con factor de ajuste tarifario 2010-2013) fue de 7.11 Balboas/luminaria, el valor contable del costo incurrido promedio en el año 2013 (ajustado a Junio de 2014) fue de 6.32 Balboas/luminaria. En dicha oportunidad (estudio tarifario 2014-2018) se adoptó como eficiente el valor de 6.32 Balboas /luminaria, como el menor entre la revisión anterior y el resultante del informe regulatorio.

El costo reconocido en la revisión anterior por luminaria actualizado con ajuste por inflación (factor de 1.0148, obtenido a partir de los IPC de julio-14 y junio-18) resulta de 6.41 B./luminaria.

En función de lo anterior, los resultados de OyM en AP por luminaria obtenidos para el 2017 son superiores a los aceptados eficientes en la revisión anterior 2014-2018.

Por lo tanto, se adopta como criterio reconocer como costo eficiente de OyM el valor adoptado en la revisión anterior ajustado por IPC, quedando así un valor de 6.41 B./luminaria, entendiendo que la empresa debe optimizar sus costos de operación y mantenimiento en el tiempo y que tales costos deben disminuir por cuestiones de escala y por la incorporación de nuevas tecnologías con mayor vida útil, como es el caso de las luminarias LED (inclusive sería factible adoptar un valor decreciente en el periodo).

En base a ello los valores resultantes son, para cada año del periodo tarifario, los que muestra la siguiente tabla, resultante del costo eficiente adoptado y del valor medio de la cantidad de luminarias para cada periodo:

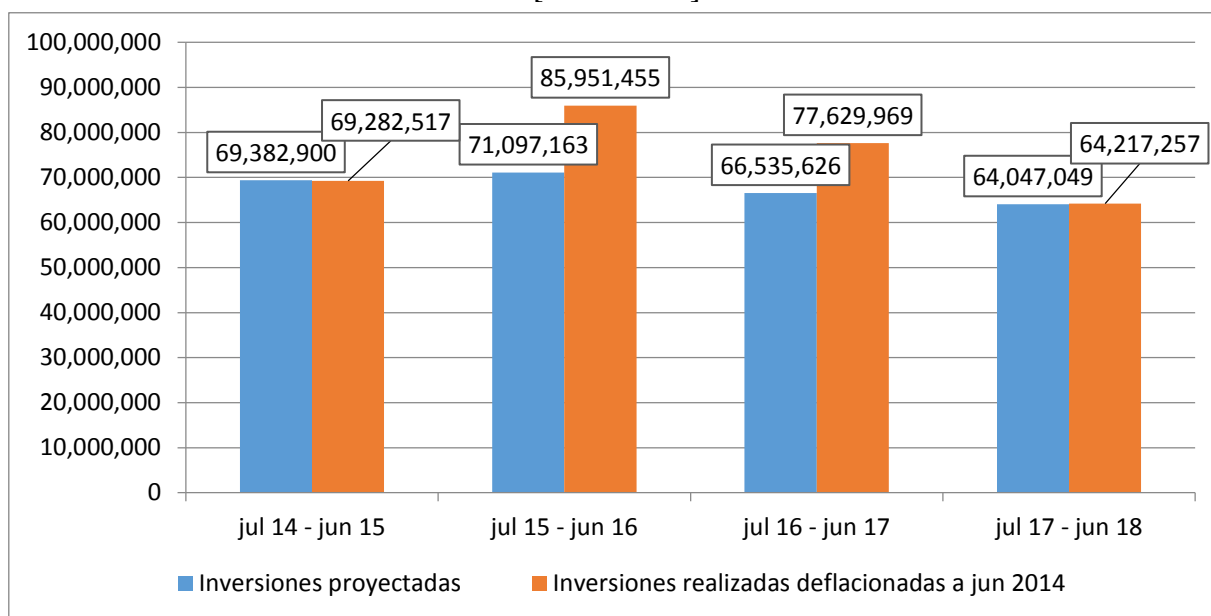
Tabla 83 Costos de operación y mantenimiento de alumbrado público - ENSA

Detalle	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Cantidad Promedio de luminarias	116,810	120,445	124,595	128,363
Valor OyM por luminaria [B./luminaria]	6.41	6.41	6.41	6.41
Costo de OyM de Alumbrado Público [Miles de Balboas]	748.75	772.05	798.65	822.80

III.5. Descuento por inversiones no ejecutadas

Las inversiones declaradas por la empresa, realizadas en el período julio 2014 a junio 2018 han sido comparadas con aquellas reconocidas por la ASEP en ocasión del cálculo del IMP de dicho período. En la gráfica siguiente se muestran las diferencias encontradas:

Gráfica 2 Inversiones reconocidas vs. Ejecutadas – ENSA
[En Balboas]



Cabe indicar que las inversiones ejecutadas declaradas por la empresa están a precios corrientes de cada año, las cuales deben ser deflacionadas a valor a Junio 2014, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2014 a Junio 2018.

A efectos de referir las inversiones a precios corrientes a la fecha de referencia del periodo tarifario vigente se calcularon los ingresos de VAD percibidos por la empresa en cada año tarifario del periodo, los cuales fueron divididos entre la energía vendida en ese periodo, obteniendo el precio promedio real de cada año tarifario. Haciendo los cocientes entre cada uno de esos valores y el inicial se obtuvieron los índices que se aplicaron para referir las inversiones realizadas en cada año al año base.

Tabla 84 Estimación del descuento por Inversiones no Ejecutadas – ENSA [Balboas]

Periodo	jul 14 - jun 15	jul 15 - jun 16	jul 16 - jun 17	jul 17 - jun 18
Inversiones proyectadas	69,382,900	71,097,163	66,535,626	64,047,049
Inversiones realizadas a precios corrientes	69,282,517	85,748,115	77,239,280	63,694,058
Inversiones realizadas deflacionadas a jun 2014	69,282,517	85,951,455	77,629,969	64,217,257
Inversión Bruta no ejecutada	100,383	-14,854,291	-11,094,343	-170,208
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	3,660	-537,952	-942,470	-948,676
Inversión Neta no ejecutada	96,723	-14,219,617	-24,371,490	-23,593,022
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	9,343	-1,373,615	-2,354,286	-2,279,086
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	13,004	-1,911,567	-3,296,756	-3,227,762
Valor indexado a Junio 2018	12,898	-1,900,489	-3,286,436	-3,227,762

Periodo	jul 14 - jun 15	jul 15 - jun 16	jul 16 - jun 17	jul 17 - jun 18
Valor total a descontar	-8,401,789			

Se observa del resultado que el valor a descontar es negativo, esto es, que la empresa ha realizado inversiones mayores a las aprobadas en el IMP del período tarifario que está finalizando. Por lo que en esta ocasión no corresponde descuento por Inversiones No Realizadas, sino un reconocimiento adicional. No obstante, a este reconocimiento adicional se le pone un tope correspondiente al 1% del IMP sin pérdidas, de manera que se le hace un reconocimiento adicional por la suma de **B/.5,394,673**. Este tope se utiliza para desincentivar las inversiones en exceso.

III.6. Determinación del Ingreso Máximo Permitido

A partir de la base de información anterior se determinaron los distintos componentes del IMP (Ver Anexo I), presentándose a continuación el valor presente neto de cada uno y el IMP medio obtenido para el periodo Julio 2018 a Junio 2022, aprobado mediante Resolución AN No.12958-Elec de 27 de noviembre de 2018, modificada por la Resolución AN No.13003-Elec de 12 de diciembre de 2018.

Tabla 85 Ingreso Máximo Permitido por año tarifario – ENSA
[Miles de Balboas]

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	103,482.55	109,032.10	113,163.13	116,587.49
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	43,338.31	44,525.17	45,691.56	46,894.39
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	3,573.92	3,967.90	4,298.68	4,700.78
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	50,407.82	52,024.72	47,256.66	47,187.15
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	5,394.67	-	-	-
IMP - Ingreso Máximo Permitido	206,197.26	209,549.89	210,410.04	215,369.82

Tabla 86 Valor Presente Ingreso Máximo Permitido – ENSA [Miles de Balboas]

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	
VALORES REFERENCIADOS A JUNIO 2018	JULIO/18-JUNIO/22
DISTRIBUCIÓN	375,795.74
COMERCIALIZACIÓN	153,573.85
ALUMBRADO PÚBLICO	13,972.34
SUB-TOTAL	543,341.93
PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	168,618.86
IMP TOTAL	711,960.80
ENERGIA FACTURADA (sin AP) [MWh]	12,951,103.47
IMP [B./MWh]	54.97
IMP S/Pérdidas [B./MWh]	41.95

Por su parte, se han comparado los precios medios en B/./kWh resultantes para el período 2018-2022, con los vigentes en el período 2014-2018, derivándose los niveles de variación porcentual que se presentan a continuación:

Tabla 87 Comparación del costo medio entre los periodos tarifarios 2014-2018 y 2018-2022 - ENSA

Detalle	Periodo 14–18 a Jun 14	Periodo 14–18 a Jun 18*	Periodo 18–22 a Jun 18
IMP [B/./MWh]	50.90	50.75	54.97
IMP sin pérdidas [B/./MWh]	36.41	36.30	41.95
Diferencia [%]			8.00
Diferencia IMP sin pérdidas [%]			15.22

* Ajuste por inflación según reconocimiento en el régimen vigente

CAPÍTULO IV INGRESO MÁXIMO PERMITIDO EDECHI

IV.1. Información de base de EDECHI

En este punto se desarrolla todo lo relativo a la obtención de la información de base necesaria para calcular el Ingreso Máximo Permitido (IMP) de EDECHI. Básicamente se trata de los valores de demanda máxima, energía, clientes, pérdidas, base de capital inicial, bruta y neta, en distribución, comercialización y alumbrado público y las proyecciones de inversión durante el periodo. También las estimaciones del costo monómico de la energía. Se desarrolla cada una de ellas a continuación.

IV.1.1. Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 - Junio 2022

Se realizaron las previsiones de evolución del mercado, esto es, de cantidad de clientes, energía eléctrica facturada, energía ingresada al sistema eléctrico de EDECHI y de demandas máximas de la empresa para cada año del periodo tarifario. Se consideró el ingreso del sistema eléctrico de Changuinola a partir de julio de 2015.

La información se agrupó por año tarifario y de ese modo se realizaron las proyecciones. En el Anexo II se muestra la información histórica recopilada y las previsiones realizadas.

La energía ingresada a la red se estimó a partir de las ventas proyectadas (incluyendo grandes clientes) y las pérdidas eficientes proyectadas resultantes de las ecuaciones de eficiencia.

En base a estos resultados y los factores de carga obtenidos de la información en el Plan Indicativo de Demandas 2019-2039, se estimó la demanda máxima.

Los valores de energía ingresada al sistema y de demanda máxima corresponden a valores eficientes, esto es, considerando pérdidas eficientes.

Los cuadros siguientes muestran la información de mercado considerada en el cálculo del IMP para EDECHI:

Tabla 88 Estimación del Número de Usuarios - EDECHI

Años	Usuarios
JUL17 - JUN18	151,142
JUL18 - JUN19	156,130
JUL19 - JUN20	161,282

Años	Usuarios
JUL20 - JUN21	166,604
JUL21 - JUN22	172,102

Tabla 89 Estimación de la Energía Facturada - EDECHI

Años	Energía Facturada sin AP	Energía Facturada AP	Energía Facturada Total
JUL17 - JUN18	796,439	38,826	835,265
JUL18 - JUN19	814,757	40,185	854,942
JUL19 - JUN20	833,497	41,591	875,088
JUL20 - JUN21	852,667	43,047	895,714
JUL21 - JUN22	872,278	44,554	916,832

Tabla 90 Estimación de la energía ingresada al sistema - EDECHI

Años	Energía Ingresada Total [MWh]
JUL17 - JUN18	909,577
JUL18 - JUN19	930,028
JUL19 - JUN20	950,798
JUL20 - JUN21	971,723
JUL21 - JUN22	993,440

Tabla 91 Estimación de la Demanda Máxima - EDECHI

Años	Demanda Máxima [MW]
JUL17 - JUN18	152.7
JUL18 - JUN19	156.1
JUL19 - JUN20	159.6
JUL20 - JUN21	163.1
JUL21 - JUN22	166.8

IV.1.2. Proyección de precios monómicos de energía y costos de abastecimiento

En función de las últimas licitaciones y valores disponibles de los contratos de la empresa, se han calculado los precios monómicos de generación y transporte previstos para los semestres del periodo tarifario, que se indican en la tabla 92 y el promedio para cada año tarifario en la tabla 93.

Tabla 92 Precios monómicos previstos para EDECHI por semestre del periodo tarifario

Concepto		2018	2019		2020		2021		2022
		2 do Semestre	1 er Semestre	2 do Semestre	1 er Semestre	2 do Semestre	1 er Semestre	2 do Semestre	1 er Semestre
Demanda Máxima EDECHI	MW	159.45	164.5	166.67	165.71	166.87	168.47	170.06	172.64
Energía Prevista EDECHI	MWh	452,516	452,800	447,342	460,655	453,951	470,793	460,853	478,051
Sistemas Aislados	MWh	17,400	17,400	17,400	17,400	17,400	17,400	17,400	17,400
PRECIOS PROMEDIOS									
Potencia Contratada	MW	155.13	168.47	168.99	156.32	176.89	123.96	124.16	131.46
Costo Total Potencia Contratos	miles B/.	14,508.46	14,677.45	14,742.93	17,023.92	21,025.69	18,665.13	18,701.40	19,156.38
Precio Promedio Potencia	B./kW-mes	15.45	14.53	14.56	18.07	19.80	25.10	25.10	24.29
Energía Contratada	MWh	462,290.49	390,621.65	402,204.07	336,037.19	323,268.77	161,321.32	167,303.27	183,645.25
Costo Total Energía Contratos	miles B/.	39,176.88	40,947.94	43,955.14	34,265.84	33,822.22	16,923.04	18,633.57	18,953.13
Precio Promedio Energía	B./MWh	84.75	104.83	109.29	101.97	104.63	104.90	111.38	103.21
MERCADO OCASIONAL									
Costo Maginal Proyectado	B./MWh	66.33	74.98	56.86	80.34	59.64	70.00	70.00	70.00
Costo Mercado Ocasional	miles B/.	558	-976	-1,669	-1,179	-9,852	204	-218	-661
Energía en el Mercado Ocasional	MWh	7,625	-13,015	-29,352	-14,674	-165,190	2,915	-3,119	-9,436
Porecentaje sin Contratar	%	2%	-3%	-7%	-3%	-36%	1%	-1%	-2%
RESERVA									
Costo de Reserva	miles B/.	82	0	0	432	0	2,081	2,157	1,887
Potencia en Reserva	MW	1.53	0.00	0.00	8.03	0.00	38.71	40.12	35.10
Porcentaje sin Contratar	%	1%	0%	0%	5%	0%	23%	24%	20%
Costo Total compras	miles B/.	54,527	57,503	59,861	54,745	60,593	54,203	55,105	55,529
Monómico Compras	B./MWh	115.61	122.30	128.81	114.52	128.55	111.03	115.22	112.08
SERVICIOS AUXILIARES									
Costo Servicios Auxiliares	miles B/.	660	660	660	660	660	660	660	660
Autoabastecimiento									
Costo de Autoabastecimiento	miles B/.	0	0	0	0	0	0	0	0
Mónomico Total	B./MWh	121.51	128.45	135.29	120.27	134.93	116.53	121.00	117.54
Monómico de Transmisión									
Costo Transmisión	miles B/.	5,710	5,839	4,836	4,836	3,814	3,814	3,814	3,814
Energía Prevista	MWh	452,516	452,800	447,342	460,655	453,951	470,793	460,853	478,051
(M\$*1000/MWh Transmisión) monómico de transmisión	B./MWh	12.62	12.90	10.81	10.50	8.40	8.10	8.28	7.98
Monómico Total (G + T)	B./MWh	134.13	141.35	146.10	130.77	143.33	124.63	129.28	125.52

Fuente: ASEP

Los precios medios ponderados por año tarifario resultan:

Tabla 93 Precios monómicos previstos para EDECHI por año del periodo tarifario

Monómico TOTAL más cargos de transmisión	Prom 2018-2019	Prom 2019-2020	Prom 2020-2021	Prom 2021-2022
EDECHI (\$/MWh)	137.74	138.32	133.81	127.36

IV.1.3. Tasa de depreciación

Para el cálculo del ingreso máximo permitido se requiere disponer de la tasa de depreciación de los activos, la cual de acuerdo al Régimen Tarifario vigente se calcula como el promedio ponderado de la depreciación de los activos de la empresa a partir de la vida útil de cada uno. La información necesaria es extraída de los Informes Regulatorios de los años 2014 a 2017, tanto general como por ítem de activo.

La tabla siguiente muestra los datos y valores resultantes por ítem y el total de activos agrupados.

Tabla 94 Tasas de depreciación informes regulatorios - EDECHI

	Año 2014			Año 2015		
	Base Bruta [Balboas]	Vida Util promedio	Depreciación	Base Bruta [Balboas]	Vida Util promedio	Depreciación
Distribución	123,868,692	28.4	3.52%	139,244,492	28.4	3.52%
Alumbrado	8,652,664	22.0	4.55%	9,298,055	22.0	4.55%
Comercial	11,141,925	22.9	4.37%	12,074,626	22.8	4.38%
	Año 2016			Año 2017		
	Base Bruta [Balboas]	Vida Util promedio	Depreciación	Base Bruta [Balboas]	Vida Util promedio	Depreciación
Distribución	160,576,543	28.3	3.53%	175,784,856	28.3	3.54%
Alumbrado	9,999,006	22.0	4.55%	10,904,593	22.0	4.55%
Comercial	12,807,877	22.7	4.40%	13,561,557	22.6	4.42%

	Promedio
Distribución	3.53%
Alumbrado	4.55%
Comercial	4.39%

El Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas (SRUC) establece los siguientes rangos para la depreciación de los activos:

- Distribución = 3.0% a 3.5%,
- Comercialización = 3.3% a 7.0%,
- Alumbrado Público = 3.3% a 7.0%.

Finalmente, para la definición de la tasa de depreciación se tomaron valores de referencia ajustados a los límites definidos en el SRUC resultando:

- Distribución = 3.50%,
- Comercialización = 4.39%,
- Alumbrado Público = 4.55%.

IV.2. Base de Capital

Se presentan los resultados obtenidos del cálculo de la base de capital inicial y la base de capital proyectada para el periodo Julio 2018 a Junio 2022.

IV.2.1. Base de Capital a junio de 2018

2.1.1. Documentación aportada por EDECHI

Las inversiones realizadas en los años 2014, 2015, 2016, 2017 se han obtenido de las planillas CC generadas por ASEP previstas en la Contabilidad Regulatoria. Estas son generadas a partir de información enviada por la empresa en el formato requerido por el sistema regulatorio de cuentas (SRUC), pero sin la información georeferenciada. Los montos de inversión total por cuenta y total anual detallados en las planillas CC se compararon con los declarados en la contabilidad regulatoria en la planilla BS-01 para cada uno de los años. Cabe destacar que para el año 2015 se observa que el monto total de adiciones es 35 % mayor en la planilla BS-01 respecto de la planilla CC, el cual según la empresa distribuidora se debe a la incorporación de Changuinola. En lo que respecta a los otros años los montos por línea de negocios son diferentes, posiblemente esta diferencia se debe a una imputación distinta en las planillas CC respecto de la BS-01. El detalle de las inversiones por cuenta y por año se toma de las planillas CC generadas por ASEP. La

proyección de inversiones para el primer semestre de 2018 se obtiene del archivo Excel “EDECHI 1erSem2018 BS-01 y Proyectos” con el cual se pudo completar los datos requeridos por la planilla CC 2018. Esta información, así como algunas de las obras realizadas durante el año 2017 y anteriores, fueron inspeccionadas por ASEP.

Los retiros realizados en los años 2014, 2015, 2016 y 2017 se han obtenido de los Balances Regulatorios, específicamente de las planillas BS-01 para cada uno de los años (existe un detalle enviado por la empresa pero se declara un monto menor de retiro al declarado en BS-01). Para el primer semestre del 2018 la empresa no presenta ninguna estimación de retiros.

Detalles sobre las adiciones se obtuvieron de los archivos de “Proyectos y cuentas EDECHI 20xx” para los años 2014, 2015, 2016 y 2017.

También se dispone de los balances regulatorios y financieros para los años 2014, 2015, 2016 y 2017. Se han verificado aspectos puntuales de los mismos relacionados con la información detallada en las planillas CC.

2.1.2. Valores de partida

Como datos de partida se adopta la base de capital aprobada por ASEP hasta diciembre del año 2013 mediante la Resolución AN N° 7655-Elec de 25 de julio de 2014. Dado que el último semestre del año 2014 fue estimado en la revisión anterior a los efectos del cálculo del IMP se analiza el año 2014 completo en la presente revisión tarifaria.

Las planillas para el cálculo de la base de capital, planillas denominadas “AA-01-aaaa” toman como valor de partida la base de capital al 31/12/2001 a fin de computar correctamente la depreciación y los retiros en la determinación de la base de capital neta. Las adiciones y retiros hasta el 31/12/2013 se toman con la eficiencia determinada en el estudio tarifario anterior, a fin de que la base de partida sea la misma de la mencionada Resolución AN N° 7655-Elec. Los valores originales a Diciembre de 2013 se muestran en el cuadro siguiente:

Tabla 95 Base de Capital Inicial a Diciembre de 2013 - EDECHI [Balboas]

EDECHI 2013	BCBruto	BCNeta
Propiedades y planta	7,382,386	789,196
Sistema de distribución	106,492,588	44,058,057
Alumbrado Público	7,440,117	3,841,775
Comercialización	9,199,146	3,934,078
Total 2013	130,514,237	52,623,107

Es importante destacar que en la presente revisión se ha mantenido la información aportada en la revisión anterior en cuanto a adiciones y retiros de activos desde el 31 de diciembre del 2001 hasta diciembre del año 2013. Con esta información anterior y la aportada por la empresa para el periodo 2014-2018 es posible contar con un mayor detalle de la evolución de las inversiones en las diferentes cuentas. En particular permite imputar correctamente la depreciación de los activos incorporados en el periodo 2002-2013, para los cuales se tiene una vida útil definida y no se necesita calcular una vida útil promedio. Es importante destacar que se adiciona la base bruta y neta de los activos de Changuinola en junio 2015.

2.1.3. Criterios para el análisis de eficiencia de las inversiones

Las inversiones presentadas por la empresa han sido revisadas y se aplica sobre las mismas, cuando corresponde, criterios de eficiencia. El detalle y la información de las inversiones presentada por EDECHI han sido insuficientes en la mayoría de las cuentas de cada línea de negocios.

La presentación de las obras a través de los códigos descriptores, y no con la nueva normativa de georreferenciación hace que no se puedan auditar debidamente las obras declaradas. Situación similar se presenta en el caso de los centros de transformación, acometidas y en la mayoría de las cuentas presentadas. Sumado a esto se han realizado múltiples pedidos de información sobre obras concretas realizadas y los costos correspondientes habiendo respondido en la mayoría de los casos con información insuficiente. En virtud de ello se han adoptado criterios generales de eficiencia que contemplan en algunos casos costos internacionales, criterios de asimetría de información y de costos considerados de operación y mantenimiento.

Los criterios utilizados para evaluar los activos han sido las siguientes:

- Coeficiente de Asimetría

- a) Se utiliza un coeficiente vinculado al concepto de diferencias de conocimiento de la información por parte del Regulador y de la empresa Distribuidora (denominado coeficiente de asimetría). Este coeficiente de asimetría tendrá un valor de 0.9.

El regulado (la empresa distribuidora) posee información precisa sobre todos los componentes vinculados al desarrollo de su empresa (costos, demanda, consumos, tecnología, mercados, etc.), mientras que el Regulador obtiene indirectamente información de reportes contables, datos no contables, estimaciones etc. Esto sumado a la gran cantidad de requerimientos realizados para obtener información fundamentalmente relacionada con los costos de las obras, con respuesta totalmente insuficiente por parte de la distribuidora (en algunas obras se presenta el pliego de llamado de licitación, valores referenciales y diferencias entre lo adjudicado y lo declarado en la información final).

Debe agregarse a esto que oportunamente la ASEP diseñó un sistema de contabilidad regulatoria que podría reducir esta asimetría, mediante el cual se podían volcar las obras a través de proyectos en un sistema georeferenciado, partiendo de un estado inicial. Nada de esto realizó EDECHI, dificultando de este modo la posibilidad de verificar.

- b) En relación con la cuenta edificios y mejoras, de la línea de negocios propiedad y planta, se observa un precio del m² construido muy variable, no resultando clara la información. Contemplando estos valores, se le aplica el coeficiente de asimetría.
- c) En el caso de las líneas de alta tensión y subestaciones se observa una notable diferencia entre costos declarados y los proyectados inicialmente, no existiendo un buen grado de detalle de las mismas. En estos casos se aplicó el coeficiente de asimetría.
- d) Para las acometidas se utiliza el coeficiente de asimetría.
- e) En relación con los centros de transformación se ha observado una dispersión entre los valores de la empresa y los costos internacionales, no pudiendo definirse una tendencia determinada. En este caso se adopta el coeficiente de asimetría.
- f) En el caso del alumbrado público, se detallan el número de luminarias y tipo, pero no la potencia. Teniendo en cuenta tanto la disparidad de precios como en algunos casos costos excesivos respecto de los internacionales e inclusive en los distintos años en la misma empresa, se aplica el coeficiente de asimetría.
- g) En cuanto a los equipos de protección y despachos de maniobras y SCADA, tomando en cuenta los costos operativos se adopta el coeficiente de asimetría.

- Comparación con Costos Internacionales
- h) En relación con las líneas aéreas y subterráneas de media tensión y de baja tensión se han aplicado los siguientes criterios para calcular el coeficiente de eficiencia:
 - Si la información es completa y se dispone de costos internacionales para líneas similares se adoptan los costos internacionales. Si el coeficiente de eficiencia resultante de la comparación con costos internacionales es menor a 0.9 se adopta 0.9 como límite mínimo.
 - En el caso de no disponer de información suficiente se adopta el criterio de asimetría.

- Coeficiente de Operación y Mantenimiento (OYM)

- i) En algunas obras de distribución la información presentada no permite determinar claramente si corresponde a obras capitalizables o acciones de mantenimiento del sistema (construyéndose parte de obras con cables o postes existentes, obras de pequeñas longitudes u obras que no contiene todos los componentes, etc.).

En todos estos casos se utiliza como índice de eficiencia el coeficiente de operación y mantenimiento que considera que en realidad esas obras no son inversiones (coeficiente igual a 0).

Esto está además sustentado en el hecho de que la calidad de servicio no ha sido la adecuada en el periodo.

Se ha aplicado el coeficiente de operación y mantenimiento cuando la obra presenta las siguientes características:

- En el caso de líneas aéreas: tiene menos de dos postes y menos de 50 m de longitud.
- En el caso de línea subterránea: la longitud de la línea es menor de 20 metros.

- Inversiones del I Semestre de 2018

- j) Para el 1º semestre de 2018, teniendo en cuenta los coeficientes de eficiencia aplicados en años anteriores y teniendo en cuenta que la totalidad de inversiones previstas son muy superiores a la media de los años anteriores, se aplica un coeficiente general de 0.80.
- k) Por otro lado se han excluido las obras detectadas por el informe de Auditoría de ASEP, que no iban a entrar en funcionamiento antes de 1 de julio de 2018.

- Con respecto al desarrollo de software, en particular licencias de software, se observan costos excesivos en estos rubros, particularmente el desarrollo de software para contabilidad regulatoria que no se verifica haya sido aplicado para un adecuado seguimiento de las inversiones. Sumado a esto, hay software utilizado en forma conjunta por EDEMET y EDECHI y discriminado en ambas empresas. En general se aplica el coeficiente de asimetría de la información a las inversiones declaradas, pero para el desarrollo de software de contabilidad regulatoria y algunos otros, se aplica un coeficiente de 0.5 por lo arriba expresado. A título de ejemplo, el software de contabilidad regulatoria desarrollado oportunamente por ASEP tiene costos mucho menores que cualquier software declarados por EDECHI a tal efecto.

- En cuanto a los medidores se ha efectuado un análisis de los medidores incorporados y la cantidad de usuarios nuevos en el periodo más los retiros de medidores declarados y resulta una diferencia notable en esta relación (la cantidad de medidores incorporados según las

planillas CC son superiores a estas relaciones), lo cual no tiene una explicación adecuada. Por lo que se adopta un coeficiente de 0.9.

Con los criterios definidos y con los costos de referencia se aplicaron los factores resultantes a cada uno de los ítems detallados en las planillas correspondientes obteniéndose finalmente los valores de inversiones a reconocer para cada uno de los años.

Los coeficientes de eficiencia aplicados pueden observarse en las planillas *CC-EDECHI-2014*, *CC-EDECHI-2015*, *CC-EDECHI-2016*, *CC-EDECHI-2017* y *CC-EDECHI-2018*. En ellas se encuentran los montos totales de adición, discriminados por líneas de negocios y cuentas en forma detallada, para cada uno de los años que conforman el presente periodo de revisión tarifaria.

2.1.4. Base de Capital a Junio de 2018

Como se mencionó anteriormente para cada año (aaaa) del periodo de revisión tarifaria se genera una planilla denominada originalmente como “*CC-01-AD-aaaa-EDECHI*” donde se aplican los coeficientes de eficiencias sobre las adiciones correspondientes a ese año en particular.

A partir de los datos volcados en tales planillas, se genera una planilla que permite calcular la base de capital bruta y neta al inicio del periodo tarifario, denominada “*AA-EDECHI*”. Estas planillas tienen en cuenta las adiciones hasta el año correspondiente con los respectivos coeficientes de eficiencia aplicados, los retiros producidos hasta ese año en función de sus respectivas fechas de alta y la base de capital de partida a diciembre del 2001.

Cabe destacar que se toma la Base Bruta descontando todos los activos que han cumplido su vida útil, por lo que han sido depreciados en su totalidad (Ver Anexo IX). Esto implica que no se considera depreciación y rentabilidad en activos que ya fueron amortizados totalmente.

En el mes de Julio de 2015 se incorporan los activos de Changuinola a la Base Bruta y Neta de EDECHI.

Con respecto a los retiros presentados por la empresa, sobre la base de una hipótesis de que son componentes retirados antes de cumplir su vida útil, los mismos no han sido restados ni de la base de capital bruta ni de la base de capital neta, lo que implica que seguirán percibiendo depreciación y rentabilidad hasta que cumplan su vida útil, restándose de la base de capital solamente los activos totalmente depreciados. Es importante destacar que estos activos retirados no deberán ser reutilizados como activo nuevo.

Los resultados del análisis anterior, que incluyen los activos brutos y netos a junio de 2018, quedan reflejados en la siguiente tabla:

Tabla 96 Activos e Inversiones Declaradas 2014 – Jun 2018 – EDECHI [Balboas]

EDECHI 2014	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	1,275,811.54	0.90	1,149,174.94	2,977,520.95	1,908,266.33
Sistema de distribución	8,595,478.49	0.83	7,107,540.00	108,953,078.78	50,951,144.56
Alumbrado Público	611,593.03	0.90	550,433.73	8,652,664.10	4,449,585.78
Comercialización	660,890.25	0.90	594,801.23	10,308,797.91	4,490,535.15
Total	11,143,773.31		9,401,949.90	130,892,061.74	61,799,531.82
EDECHI 2015	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	917,175.86	0.82	753,356.78	4,619,808.74	3,332,795.29
Sistema de distribución	10,289,030.28	0.83	8,506,827.34	124,332,889.98	56,538,625.58
Alumbrado Público	717,101.01	0.90	645,390.91	9,298,055.01	4,701,673.77
Comercialización	682,413.00	0.90	614,171.70	11,188,524.61	4,658,505.70

Total	12,605,720.15		10,519,746.73	149,439,278.34	69,231,600.34
EDECHI 2016	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	1,105,575.67	0.90	989,743.47	5,517,820.25	3,845,978.92
Sistema de distribución	23,273,467.40	0.87	20,350,682.50	143,557,137.84	71,776,078.51
Alumbrado Público	778,834.53	0.90	700,951.08	7,041,779.58	5,080,999.62
Comercialización	805,417.90	0.90	724,876.11	11,913,400.72	4,908,496.42
Total	25,963,295.50		22,766,253.16	168,030,138.40	85,611,553.47
EDECHI 2017	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	1,102,455.87	0.93	1,027,010.28	6,436,586.92	4,122,432.45
Sistema de distribución	16,573,617.79	0.88	14,529,057.10	159,191,114.26	82,586,371.04
Alumbrado Público	1,066,066.35	0.90	959,459.72	8,001,239.30	5,720,296.90
Comercialización	811,234.00	0.90	730,110.60	8,073,096.40	5,205,296.26
Total	19,553,374.01		17,245,637.70	181,702,036.88	97,634,396.65
EDECHI 2018/junio	Inversiones	Eficiencia	Inversiones Eficientes	BCBruta	BCNeta
Propiedades y planta	2,264,763.68	0.90	2,038,287.31	8,474,874.24	5,726,308.02
Sistema de distribución	6,598,284.66	0.90	5,938,456.19	165,129,570.45	85,862,252.89
Alumbrado Público	600,000.00	0.90	540,000.00	8,541,239.30	6,076,901.26
Comercialización	889,524.30	0.90	800,571.87	8,873,668.26	5,835,376.68
Total	10,352,572.63		9,317,315.37	191,019,352.25	103,500,838.85

Se destaca que el coeficiente de eficiencia del sistema de distribución para el año 2018 aparenta ser muy bajo pues se han restado obras importantes detalladas por la distribuidora y que no están operativas.

En la siguiente tabla se sintetiza la Base de Capital a junio de 2018 estimada para la empresa a través del análisis realizado.

Tabla 97 Base de Capital a Junio 2018 – EDECHI [Balboas]

Tipo de Activo	BCBruta	BCNeta
Sistema de distribución	173,172,250.30	91,224,154.93
Alumbrado Público	8,541,239.30	6,076,901.26
Comercialización	9,305,862.65	6,199,782.66
Total	191,019,352.25	103,500,838.85

IV.2.2. Ajuste por actividades no reguladas

De acuerdo a lo establecido por la normativa vigente se determinó el factor de corrección por actividades no reguladas (FCBC), el cual se utiliza para ajustar la base de capital inicial.

Para tal fin se obtuvieron del balance regulatorio para el año 2017 los siguientes valores:

Tabla 98 Factor de corrección de actividades no reguladas - EDECHI

Detalle	Valor [Balboas]
(D) Ingresos no regulados	235,170
(A) Ingresos por venta de energía	153,457,135
(B) Compras de energía	- 110,053,410
(E) Ingreso neto (A) + (B)	43,403,725
FCBC (E) / [(E) + (D)]	0.995

Los ingresos no regulados estimados a partir de información brindada por la empresa es un valor muy bajo en relación con las características de este tipo de actividades. Por otro lado, la situación en este aspecto debería ser similar a la de ENSA, por lo cual se adopta el mismo valor de ENSA para estas actividades, esto es 0.97 (tabla 64).

IV.2.3. Base de Capital Inicial del Periodo 2018-2022

El coeficiente de ajuste anterior, aplicados a los activos brutos y netos totales, permiten obtener los valores de Activos Brutos y Netos para el año inicial, correspondientes solo a actividades reguladas, tal como se aprecia en la tabla a continuación.

Tabla 99 Base de Capital Bruta y Neta, inicial y ajustada, a junio 2018 – EDECHI
[Miles de Balboas]

Base de Capital	Activos al Año Base	FCBC	Activos al Año Base Ajustados
Valor Bruto Base de Capital Distribución	173,172	0.97	167,977
Valor Bruto Base de Capital Comercialización	9,306	0.97	9,027
Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	8,541	0.97	8,285
Total Activos Brutos	191,019		185,289
Valor Neto Base Capital Distribución	91,224	0.97	88,487
Valor Neto Base Capital Comercialización	6,200	0.97	6,014
Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	6,077	0.97	5,895
Total Activos Netos	103,501		100,396

IV.2.4. Inversiones eficientes en distribución y comercialización

2.4.1. Inversiones eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia

La aplicación de las ecuaciones de eficiencia aprobadas mediante la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018, realizando el ajuste de adaptación de los costos de EE.UU. a Panamá, da lugar a los activos eficientes en Distribución y Comercialización para EDECHI por periodo, que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 100 Activos Eficientes – EDECHI [Balboas]

Activo	JUL17 - JUN18	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
Distribución AD	311,096,618	320,787,871	330,773,366	341,052,670	351,669,832
Comercialización AC	22,366,810	23,090,476	23,837,555	24,608,806	25,405,011
Activos Totales	333,463,428	343,878,347	354,610,921	365,661,476	377,074,843

A partir de dichos activos, mediante las diferencias de valores entre un año y el inmediato anterior, surgen las inversiones eficientes en distribución y comercialización, que se muestran en la tabla que sigue.

Tabla 101 Inversiones Eficientes - EDECHI [Balboas]

Inversiones	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
Distribución ID	9,691,254	9,985,494	10,279,304	10,617,162
Comercialización IC	723,666	747,080	771,251	796,204
Inversiones Totales	10,414,919	10,732,574	11,050,555	11,413,367

2.4.2. Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia

Los datos de las empresas comparadoras y en consecuencia las ecuaciones de eficiencia no consideran las inversiones en subestaciones en alta tensión, alumbrado público, soterramiento, electrificación rural y otras, por lo que estas se agregan a partir de lo previsto en los planes de expansión presentados por EDECHI mediante notas CM-101-18 y CM-317-18, fechadas 30 de

enero y 14 de marzo de 2018, y a ajustes incorporados por la ASEP para considerar aquellas que quedaron rezagadas del periodo anterior. En la siguiente tabla se presentan las inversiones en alta tensión:

Tabla 102 Inversiones adicionales en subestaciones, arquitectura asociada y líneas de AT – EDECHI [Miles de Balboas]

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 18/ Jun 19	Jul 19/ Jun 20	Jul 20/ Jun 21	Jul 21/ Jun 22	Total del Periodo
Nuevo Transformador para la subestación Tijeras	-	432	-	0	432
Nueva subestación Changuinola II	1,500	3,000	-	0	4,500
Arquitectura de red de la subestación Changuinola II	-	1,500	1,220	0	2,720
Arquitectura de red de las S/E Changuinola – Almirante	180	2,900	-	0	3,080
Nueva S/E Veladero	-	2,950	2,000	2,000	6,950
Arquitectura de red de la subestación Veladero	-	-	340	300	640
Total	1,680	10,782	3,560	2,300	18,322

Adicionalmente se prevé la incorporación de otras inversiones especiales en Circuitos MT, Refuerzos para Plantas Potabilizadoras (ID) y colocación de 186 medidores inteligentes (IC) (Smart Metering) para los clientes con demanda entre 50 y 100 kW. Esta última inversión es adicional a la ya aportada para el periodo de 2018 a 2022 que correspondía a los clientes con demanda igual o mayor a 100 kW, que la empresa debe culminar.

Tabla 103 Inversiones Adicionales Especiales – EDECHI [miles de Balboas]

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 18/ Jun 19	Jul 19/ Jun 20	Jul 20/ Jun 21	Jul 21/ Jun 22	Total del Periodo
Planta Potabilizadora Changuinola (Línea MT e ITC)	750	-	-	0	750
Planta Potabilizadora Almirante (Línea MT, ITC, Interruptor dentro de S/E)	-	585	-	0	585
Conversión a 13.2 y a 34.5 kV - Santo Domingo	-	350	350	0	700
Conversión 4.16 kV a 13.2 kV - La Concepción	-	250	250	0	500
Planta Potabilizadora de San Félix	566	-	-	0	566
Soterrado de David	1,516	-	-	0	1,516
TOTAL MT y Refuerzos Plantas Potabilizadoras	2,832	1,185	600	-	4,617
Medidores Inteligentes - 186 Medidores	26	52	54	54	186

Asimismo se consideran fondos para inversiones en electrificación rural, las cuales se muestran en la siguiente tabla. Las poblaciones a ser consideradas para utilizar los fondos incluidos como inversiones adicionales en electrificación rural se encuentran en el Anexo VIII de este documento. La empresa deberá determinar, junto con la Oficina de Electrificación Rural, las poblaciones más urgentes y los presupuestos para que se realicen dentro del periodo.

Tabla 104 Inversiones Adicionales en Electrificación Rural – EDECHI [miles de Balboas]

Concepto (En Miles de Balboas)	Jul 18/Jun 19	Jul 19/Jun 20	Jul 20/Jun 21	Jul 21/Jun 22	Total del Periodo
Electrificación Rural	175	350	350	325	1,200

En resumen, las inversiones eficientes no consideradas dentro de las ecuaciones de eficiencia previstas para el periodo tarifario son las siguientes:

Tabla 105 Inversiones No Contempladas en las Ecuaciones de Eficiencia – EDECHI [Miles de Balboas]

Concepto	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22	TOTAL
Inversiones Alta Tensión	1,680	10,782	3,560	2,300	18,322
Inversiones Especiales	2,832	1,185	600	-	4,617
Inversiones Electrificación Rural	175	350	350	325	1,200
Medición Inteligente	26	52	54	54	186
Total Inversiones adicionales Distribución	4,687	12,317	4,510	2,625	24,139
Total Inversiones adicionales Comercialización	26	52	54	54	186

Considerando las inversiones resultantes de las ecuaciones de eficiencia y las adicionales, resulta el total de inversiones para el periodo julio 2018 a junio 2022 de distribución y comercialización:

Tabla 106 Inversiones totales en Distribución y Comercialización – EDECHI [miles de Balboas]

INVERSIONES TOTALES		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22	TOTALES
Distribución	ID	14,378.25	22,302.49	14,789.30	13,242.16	64,712.21
Comercialización	IC	749.67	799.08	825.25	850.20	3,224.20
TOTAL INVERSIONES		15,127.92	23,101.57	15,614.55	14,092.37	67,936.41

Los costos agregados a las Inversiones Eficientes en este IMP podrán variar durante su ejecución, por lo que el costo eficiente a ser incorporado en la Base de Capital del siguiente periodo tarifario será determinado en su momento con la metodología utilizada para determinar el costo eficiente del resto de las inversiones realizadas y en ningún caso se considerarán como precio eficientes los costos estimados en este IMP.

IV.2.5. Inversiones eficientes en Alumbrado Público

Para la determinación de ACT_{ALUM_t} y $ACTN_{ALUM_t}$ se tomó en consideración el valor del activo fijo a junio del año 2018 y las incorporaciones de activos basados en el plan de inversiones presentado por la distribuidora. El plan de inversiones toma en cuenta el crecimiento vegetativo y los proyectos específicos a ejecutar, considerando el crecimiento vegetativo en sodio y LED y el reemplazo de iluminación actual de sodio por LED.

La cantidad de luminarias que se reportaron existentes en EDECHI al 31 de marzo de 2018 fue de 58,804, de acuerdo con la nota CM-471-18 del 20 de abril de 2018. Para aproximar este valor, a la cantidad de luminarias al 30 de junio de 2018 (es decir al final el periodo tarifario 2014-2018) se asume que durante el trimestre abril-junio de 2018, EDECHI está instalando la mitad de las 733 luminarias que proyecta como crecimiento vegetativo para el segundo semestre del 2018. Luego el valor base de cantidad de luminarias al 30 de junio de 2018 es de 59,170 luminarias.

Además, de la nota CM-019-18 del 8 de enero del 2018 se obtuvieron los valores del crecimiento vegetativo de luminarias, en las dos tecnologías: sodio y LED. Igualmente, se incorporan proyectos especiales que quedaron pendientes del periodo tarifario anterior a los que se contempla instalar luminarias LED y, finalmente, se incorporan una cantidad de luminarias LED para reemplazar luminarias de tecnología sodio a LED.

Tomando en cuenta estos datos, se detalla a continuación la cantidad de luminarias a incorporar anualmente, por año tarifario:

Tabla 107 Cantidad de Luminarias a Incorporar - EDECHI

Concepto	JUL18 / JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21 / JUN22	Totales
Crecimiento vegetativo - sodio	655	1,314	1,314	1,314	4,597

Concepto	JUL18 / JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21 / JUN22	Totales
Crecimiento vegetativo - LED	116	232	232	232	812
Proyectos especiales - LED	754	700	-	-	1,454
Total de Luminarias a Incorporar	1,525	2,246	1,546	1,546	6,863

El detalle de los proyectos especiales es el siguiente:

Tabla 108 Proyectos especiales - EDECHI

Proyectos especiales	Período de la revisión tarifaria al que corresponden	Cantidad prevista	Inversión prevista [Balboas]
Carretera David-Boquete - LED	IMP 2014-2018	800	1,017,600
Carretera Concepción-Cerro Punta - LED	IMP 2014-2018	600	763,200
Centro Penitenciario - LED	IMP 2018-2022	54	67,830
Proyectos Especiales Luminarias LED para reemplazo de luminarias de sodio	IMP 2018-2022	6,385	2,452,000

Se observa, que la cantidad de luminarias correspondientes a Proyectos Especiales de Luminarias LED para reemplazo de luminarias de sodio, no se consideran en las cantidades de luminarias incorporadas ya que se trata justamente de reemplazos.

Integrando el total de luminarias incorporadas al total de junio de 2018, resultan los totales por periodo que se detallan a continuación:

Tabla 109 Evolución de la cantidad total de luminarias durante el período - EDECHI

Jun18	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
59,170	60,695	62,941	64,487	66,033

Las inversiones previstas para el periodo tarifario en Alumbrado Público resultan de información provista por la empresa y revisada con la de las otras dos empresas distribuidoras. Las luminarias por crecimiento vegetativo tienen un costo de B/.256 para sodio y de B/.552 para LED, en función del costo de la lámpara, la estructura y el costo de la instalación. Los proyectos especiales LED incorporados que son para reemplazos, tienen un costo de B/.384 que sólo incorpora el costo de la lámpara y el reemplazo de la de sodio.

Tabla 110 Inversiones Totales en Alumbrado Público – EDECHI [Miles de Balboas]

Concepto	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22	Total
Luminarias crecimiento Vegetativo - Sodio	167.68	336.38	336.38	336.38	1,176.83
Luminarias crecimiento Vegetativo - LED	64.04	128.08	128.08	128.08	448.29
Proyectos especiales	1,308.44	1,590.82	700.42	700.80	4,300.61
Total Inversiones en Alumbrado Público	1,540.16	2,055.28	1,164.88	1,165.27	5,925.59

IV.2.6. Base de Capital proyectada del periodo 2018-2022

La inversión total que se incorpora para la expansión y desarrollo del sistema de distribución, comercialización y alumbrado público para el periodo es la siguiente:

Tabla 111 Inversiones Totales – EDECHI
[Miles de Balboas]

INVERSIONES		Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22	TOTALES
Inversiones en Distribución	ID	14,378.25	22,302.49	14,789.30	13,242.16	64,712.21
Inversiones en Comercialización	IC	749.67	799.08	825.25	850.20	3,224.20
Inversiones en AP	IAP	1,540.16	2,055.28	1,164.88	1,165.27	5,925.59
Total de Inversiones		16,668.08	25,156.86	16,779.44	15,257.63	73,862.01

Con la proyección de las inversiones totales de Distribución y Comercialización, las de Alumbrado Público y la base de capital ajustada a junio de 2018, resultan los activos (brutos y netos) de distribución y comercialización, para la empresa distribuidora que se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 112 Base de capital bruta y neta al final de cada periodo – EDECHI
[Miles de Balboas]

EDECHI	BASE Jun 18	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
Valores Brutos					
Base de Capital de Distribución	167,977	182,355	204,658	219,447	232,689
Base de Capital de Comercialización	9,027	9,776	10,575	11,401	12,251
Activos Fijos AP	8,285	9,825	11,880	13,045	14,211
Valores Netos					
Base Capital Distribución	88,487	96,735	112,265	119,632	124,962
Base Capital Comercialización	6,014	6,351	6,703	7,046	7,377
Activos Fijos AP	5,895	7,023	8,584	9,182	9,727

IV.3. Pérdidas de Energía en Distribución

Los porcentajes de pérdidas correspondientes a EDECHI se calculan aplicando los valores proyectados de energía ingresada (tabla 90) en la ecuación de eficiencia de pérdidas aprobada mediante la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018.

Tabla 113 Pérdidas eficientes - EDECHI

JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
7.71%	7.71%	7.71%	7.71%

Adicionalmente, se considera un porcentaje de pérdidas correspondiente a Changuinola según lo reconocido en el periodo anterior, al incorporar Changuinola. Este porcentaje adicional estaba fijado en forma decreciente hasta hacerse 0 en el año 2022.

De esta forma las pérdidas totales a reconocer se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 114 Pérdidas totales a reconocer por periodo - EDECHI

Jul18- Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
8.07%	7.96%	7.82%	7.71%

IV.4. Costos eficientes

IV.4.1. Costos de administración, operación y mantenimiento y comercialización

Por medio de la aplicación de las ecuaciones de eficiencia aprobadas por la Resolución AN No.12688-Elec de 30 de agosto de 2018, modificada por la Resolución AN No.12745-Elec de 24 de septiembre de 2018, a los datos de clientes y de demanda máxima proyectados de EDECHI (punto IV.1) y realizado el ajuste de adaptación de los costos de EEUU a Panamá, valores de CLR y PPP a junio de 2018, se obtienen los siguientes costos eficientes:

Tabla 115 Costos de Explotación Eficientes – EDECHI [Balboas]

COSTO	JUL18 - JUN19	JUL19 - JUN20	JUL20 - JUN21	JUL21 - JUN22
OM	10,671,567	10,982,351	11,301,993	11,631,146
ADM	11,806,900	12,198,128	12,602,318	13,019,902
COM	6,981,927	7,182,179	7,388,175	7,600,079
TOTAL	29,460,394	30,362,657	31,292,486	32,251,127

IV.4.2. Costos de operación y mantenimiento de Alumbrado Público

El concepto utilizado para la determinación del costo unitario promedio de operación y mantenimiento a reconocer para alumbrado público, al igual que en la revisión tarifaria anterior, fue evaluar el valor obtenido en la revisión anterior actualizado y el valor reflejado en la contabilidad del periodo respectivo.

A continuación se presentan los valores obtenidos de la Hoja ER-06 de los Informes regulatorios del 2013 al 2017 de EDECHI:

Tabla 116 Costo contable medio de operación y mantenimiento de alumbrado público - EDECHI [Balboas]

En Balboas	2013	2014	2015	2016	2017
Gastos de Operación y Mantenimiento	144,608	112,985	166,438	269,031	460,279
Otros Gastos de Alumbrado Público	34,465	40,271	59,323	95,890	164,056
Gasto Administrativo					-37,309.2
GRAN TOTAL DE GASTOS	179,074	153,256	225,761	364,922	661,644
Cantidad de luminarias promedio	44,195	45,119	49,227	50,712	54,720
Costo medio [balboas/luminaria]	4.05	3.40	4.59	7.20	12.09

De la tabla anterior, se un notable incremento en los costos asociados a AP, declarados por la empresa en el Informe Regulatorio, en los últimos dos años con un valor mínimo de 3.40 Balboas/lum hasta 12.09 Balboas/lum en el periodo 2014-2017 (256%) con un crecimiento de luminarias instaladas de solo 21%.

Estos costos se analizan en el marco de las revisiones tarifarias anteriores de donde se observa: El costo reconocido en la revisión 2010-2014 por luminaria actualizado (con factor de ajuste tarifario 2010-2013) fue de 5.53 Balboas/luminaria, el valor contable del costo incurrido promedio en el año 2013 (ajustado a Junio de 2014) fue de 4.14 Balboas/luminaria. En dicha oportunidad (estudio

tarifario 2014-2018) se adoptó como eficiente el valor de 4.14 Balboas /luminaria, como el menor entre la revisión anterior y el resultante del informe regulatorio.

El costo reconocido en la revisión anterior por luminaria actualizado con ajuste por inflación (factor de 1.0272, obtenido a partir de los IPC de julio-14 y junio-18) resulta de 4.25 B./luminaria.

En función de lo anterior, los resultados de OyM en AP por luminaria obtenidos para el 2017 son superiores a los aceptados en la revisión anterior 2014-2018. Como ya se mencionó los costos declarados por la empresa sufrieron fuertes incrementos en los dos últimos años respecto del fijado en la revisión anterior y de los valores declarados en 2014 y 2015, que inclusive en 2014 fueron menores a los aceptados como eficientes en la revisión anterior.

Por otro lado, dada la incorporación del área de Almirante, Guabito, Las Tablas, Changuinola y áreas circunvecinas a EDECHI en el año 2015, y que esta zona presenta costos de operación y mantenimiento mayores al ser de carácter rural, esta Autoridad debe agregar esta área al análisis.

Mediante la Resolución AN No. 8745-Elec del 30 de junio de 2015, se establecieron valores de operación y mantenimiento de alumbrado público decrecientes desde 12.51 Balboas/luminaria, fijando para junio de 2018 un valor de 9.27 Balboas/luminaria.

Entonces, para definir el valor a reconocer a EDECHI por operación y mantenimiento para alumbrado público se pondera la cantidad de luminarias de EDECHI y las del área de Almirante, Guabito, Las Tablas, Changuinola y áreas circunvecinas en 2018, con los respectivos costos de operación y mantenimiento antes mencionados, obteniéndose un valor de 4.91 Balboas/luminaria.

En base a lo anterior, los valores resultantes para cada año del período tarifario son los que se muestran en la siguiente tabla, resultante del costo eficiente adoptado y del valor medio de la cantidad de luminarias para cada periodo.

Tabla 117 Costos operación y mantenimiento de alumbrado público - EDECHI

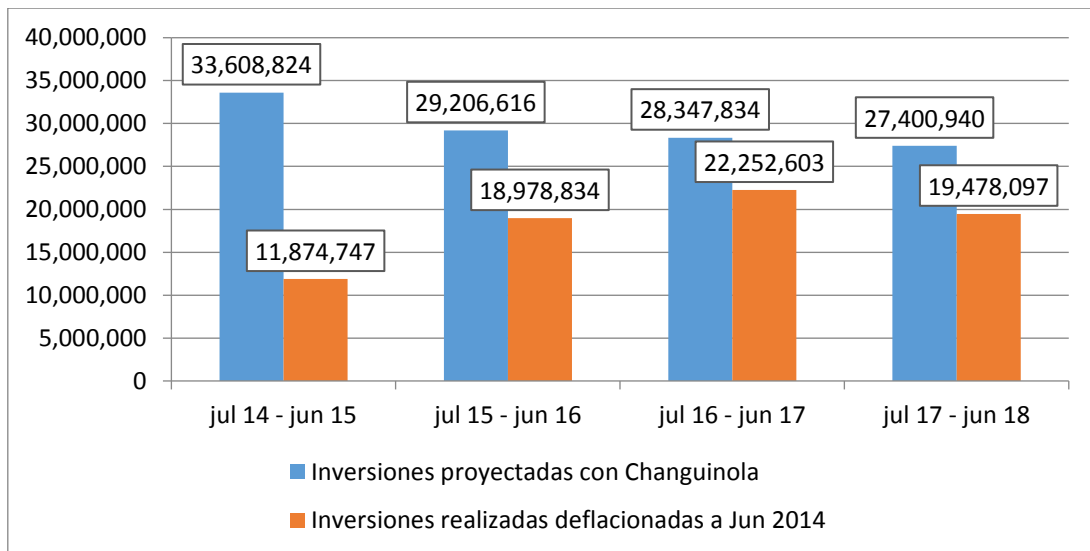
Detalle	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Cantidad Promedio de luminarias	59,933	61,818	63,714	65,260
Valor OyM de AP [B./luminaria]	4.91	4.91	4.91	4.91
Costo de OyM de AP [Miles de Balboas]	294.27	303.53	312.84	320.43

IV.5. Descuento por inversiones no ejecutadas

Las inversiones declaradas por la empresa, realizadas en el período julio 2014 a junio 2018 han sido comparadas con aquellas efectivamente reconocidas por la ASEP en ocasión del cálculo del IMP de dicho período.

En la gráfica siguiente se muestran las diferencias encontradas:

Gráfica 3 Inversiones reconocidas vs. Ejecutadas – EDECHI
[En Balboas]



Cabe indicar que las inversiones ejecutadas declaradas por la empresa están a precios corrientes de cada año, las cuales deben ser deflacionadas a valor a Junio 2014, fecha a la que están referenciadas las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP del periodo Julio 2014 a Junio 2018.

A efectos de referir las inversiones a precios corrientes a la fecha de referencia del periodo tarifario vigente se calcularon los ingresos de VAD percibidos por la empresa en cada año tarifario del periodo, los cuales fueron divididos entre la energía vendida en ese periodo, obteniendo el precio promedio real de cada año tarifario. Haciendo los cocientes entre cada uno de esos valores y el inicial se obtuvieron los índices que se aplicaron para referir las inversiones realizadas en cada año al año base.

Se observa que los cuatro años del período tarifario que finaliza en Junio de 2018, las inversiones ejecutadas han estado por debajo de las inversiones reconocidas en el cálculo del IMP vigente. Las inversiones acumuladas ejecutadas deflacionadas en el período Julio 2014 a Junio 2018 son un 37.5% menor a las inversiones acumuladas reconocidas en el cálculo del IMP de dicho período.

Corresponde entonces descontar el costo de capital y de depreciación de aquellas inversiones que no han sido ejecutadas, pero si pagadas por los usuarios a través de las tarifas.

Para esto, se procedió utilizando el procedimiento explicado en el numeral II.5 del Cálculo del IMP de EDEMET. En la tabla siguiente se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 118 Estimación del descuento por Inversiones no Ejecutadas – EDECHI [Balboas]

Periodo	Jul 14 - Jun 15	Jul 15 - Jun 16	Jul 16 - Jun 17	Jul 17 - Jun 18
Inversiones proyectadas con Changuinola	33,608,824	29,206,616	28,347,834	27,400,940
Inversiones realizadas a precios corrientes	11,874,747	19,284,508	22,758,335	20,129,260
Inversiones realizadas deflacionadas a Jun 2014	11,874,747	18,978,834	22,252,603	19,478,097
Inversión Bruta no ejecutada	21,734,077	10,227,782	6,095,231	7,922,843
Depreciación acumulada de la Inversión no ejecutada	679,885	999,831	1,190,502	1,438,344
Inversión Neta no ejecutada	21,054,191	30,282,143	35,186,871	41,671,371
Costo de capital anual asociado a la inversión no ejecutada	2,033,835	2,925,255	3,399,052	4,025,454
Renta + amortización de inversiones no ejecutadas	2,713,720	3,925,086	4,589,554	5,463,799

Periodo	jul 14 - jun 15	jul 15 - jun 16	jul 16 - jun 17	jul 17 - jun 18
Valor indexado a Junio 2018	2,804,441	3,992,008	4,637,587	5,463,799
Valor total a descontar	16,897,835			

Este valor resultante es descontado del cálculo del IMP del período Julio 2018 a Junio 2022.

IV.6. Determinación del Ingreso Máximo Permitido

A partir de la base de información anterior se determinaron los distintos componentes del IMP (Ver Anexo I), presentándose a continuación el valor presente neto de cada uno y el IMP medio obtenido para el periodo Julio 2018 a Junio 2022, aprobado mediante Resolución AN No.12959-Elec de 27 de noviembre de 2018, modificada por la Resolución AN No. 13004-Elec de 12 de diciembre de 2018.

Tabla 119 Ingreso Máximo Permitido por año tarifario –EDECHI
[Miles de Balboas]

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	32,684.03	35,364.01	37,065.93	38,546.94
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	12,803.84	13,261.64	13,732.72	14,217.22
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	1,369.15	1,611.52	1,727.27	1,836.62
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	10,342.34	10,472.62	10,171.13	9,757.01
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-16,897.84	-	-	-
IMP- Ingreso Máximo Permitido	40,301.52	60,709.80	62,697.05	64,357.79

Tabla 120 Valor Presente Ingreso Máximo Permitido – EDECHI [Miles de Balboas]

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	
VALORES REFERENCIADOS A JUNIO 2018	JULIO/18-JUNIO/22
DISTRIBUCIÓN	111,755.25
COMERCIALIZACIÓN	41,966.77
ALUMBRADO PÚBLICO	5,101.63
SUB-TOTAL	158,823.65
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	31,662.385
IMP TOTAL	190,486.03
ENERGIA FACTURADA (sin AP) [MWh]	2,851,002.78
IMP [B/.MWh]	66.81
IMP S/Pérdidas [B/.MWh]	55.71

Por su parte, se han comparado los precios medios en B/./kWh resultantes para el período 2018-2022, con los vigentes en el período 2014-2018, derivándose los niveles de variación porcentual que se presentan a continuación:

Tabla 121 Comparación del costo medio entre los periodos tarifarios 2014-2018 y 2018-2022 - EDECHI

Detalle	Periodo 14–18 a Jun 14	Periodo 14–18 a Jun 18*	Periodo 18–22 a Jun 18
IMP [B./MWh]	77.76	80.36	66.81
IMP sin pérdidas [B./MWh]	64.53	66.68	55.71
Diferencia IMP [%]			-14.07
Diferencia IMP sin pérdidas [%]			-13.67

* Ajuste por inflación según reconocimiento en el régimen vigente

**ANEXO I. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LAS EMPRESAS DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

I.1. EDEMET

Cuadro N°1.1 Ingreso Máximo Permitido – EDEMET

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
	Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de Balboas
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	123,984.95	134,731.66	144,937.33	155,633.26
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	42,253.97	43,860.21	45,519.09	47,231.98
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	5,140.76	5,956.70	6,751.74	7,422.55
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	58,927.29	63,249.94	60,992.68	58,658.35
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-15,963.36			
IMP - Ingreso Máximo Permitido	214,343.60	247,798.51	258,200.85	268,946.14

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
DETALLE	UNIDADES	JULIO/18-JUNIO/22
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	461,808.04
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	148,134.57
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	20,792.75
SUB-TOTAL	Miles de B/.	630,735.36
PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	201,062.12
TOTAL	Miles de B/.	831,797.48

Cuadro N° 1.2
Ingreso Máximo Permitido por Distribución – IMPD
[Miles de Balboas]

DISTRIBUCIÓN		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	43,367.24	49,105.81	54,333.39	59,788.33
Depreciación	BCD * DEP%	30,847.24	34,232.78	37,535.32	41,046.10
Operación y Mantenimiento	OM	30,824.60	31,833.18	32,874.79	33,950.52
Administración	ADM	18,945.86	19,559.90	20,193.83	20,848.32
IPSD		123,984.95	134,731.66	144,937.33	155,633.26
Pérdidas (incluye NT)	PD% * MWhD * CMM	58,927.29	63,249.94	60,992.68	58,658.35
IPPD		58,927.29	63,249.94	60,992.68	58,658.35
IMPD		182,912.24	197,981.60	205,930.01	214,291.61

Cuadro N° 1.3
Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – IMPCO
[Miles de Balboas]

COMERCIALIZACION		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	2,848.25	2,919.68	2,987.05	3,049.82
Depreciación	BCC * DEP%	2,118.18	2,256.44	2,399.11	2,546.10
Comercialización	COM	37,287.54	38,684.09	40,132.94	41,636.06
IMPCO		42,253.97	43,860.21	45,519.09	47,231.98

Cuadro N° 1.4
Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – ALUMPU
[Miles de Balboas]

ALUMBRADO PÚBLICO			JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	ACTN alum * RR		2,319.91	2,763.20	3,167.91	3,481.81
Depreciación	ACT alum * DEP%		1,618.87	1,925.11	2,225.52	2,492.62
Operación y Mantenimiento	OM alum		1,201.98	1,268.38	1,358.31	1,448.12
ALUMPU			5,140.76	5,956.70	6,751.74	7,422.55

Cuadro N° 1.5
Parámetros y Valores utilizados en el cálculo de los Ingresos Permitidos

PARÁMETROS		Unidades	Jul18- Jun19	Jul19- Jun20	Jul20- Jun21	Jul21- Jun22	
Tasa rentabilidad	RR%	%	8.94	8.94	8.94	8.94	
Depreciación A. Distribución	DEP%	%	3.50	3.50	3.50	3.50	
Depreciación A. Comercialización	DEP%	%	4.63	4.63	4.63	4.63	
Depreciación A. AP	DEP%	%	4.55	4.55	4.55	4.55	
Operación y Mantenimiento AP	OM alum	B./Luminaria	6.90	6.90	6.90	6.90	
Costo de la Energía en Mercado Mayorista	CMM	B./MWh	141.03	148.17	139.85	131.64	
Pérdidas	PD%	%	7.66	7.66	7.66	7.66	
Pérdidas No Técnicas en Zonas Rojas (PNT)	PD%	%	1.13	1.13	1.13	1.13	
IMPULSORES DE COSTO		Unidades	Base	Jul18- Jun19	Jul19- Jun20	Jul20- Jun21	Jul21- Jun22
Demanda Máxima	MW		799.5	821.7	839.6	857.8	876.5
Energía Ingresada al Sistema	MWh		4,622,516	4,750,674	4,853,964	4,959,600	5,067,641
Energía Facturada	MWh		4,133,989	4,220,803	4,309,440	4,399,938	4,492,337
Clientes	No.		473,191	490,841	509,149	528,141	547,840
Cantidad de Luminarias	No.		171,025	174,200	183,824	196,856	209,873

I.2. ENSA

Cuadro N° 2.1
Ingreso Máximo Permitido – ENSA

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
	Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de Balboas	Miles de Balboas
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	103,482.55	109,032.10	113,163.13	116,587.49
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	43,338.31	44,525.17	45,691.56	46,894.39
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	3,573.92	3,967.90	4,298.68	4,700.78
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	50,407.82	52,024.72	47,256.66	47,187.15
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	5,394.67	-	-	-
IMP - Ingreso Máximo Permitido	206,197.26	209,549.89	210,410.04	215,369.82

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
DETALLE	UNIDADES	JULIO/18-JUNIO/22
DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	375,795.74
COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	153,573.85
ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	13,972.34
SUB-TOTAL	Miles de B/.	543,341.93
PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	168,618.86
TOTAL	Miles de B/.	711,960.80

Cuadro N° 2.2
Ingreso Máximo Permitido por Distribución – IMPD

DISTRIBUCIÓN		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	33,980.69	36,418.67	37,780.89	38,568.81
Depreciación	BCD * DEP%	22,327.11	24,093.95	25,495.07	26,717.25
Operación y Mantenimiento	OM	29,145.77	29,989.06	30,841.33	31,725.85
Administración	ADM	18,028.97	18,530.43	19,045.84	19,575.58
IPSD		103,482.55	109,032.10	113,163.13	116,587.49
Pérdidas (incluye NT)	PD% * MWhD * CMM	49,904.75	51,478.29	46,812.40	46,756.66
Pérdidas carga EDEMET	PD% * MWhD * CMM	503.07	546.43	444.26	430.49
IPPD		50,407.82	52,024.72	47,256.66	47,187.15
IMPD		153,890.36	161,056.82	160,419.80	163,774.64

Cuadro N° 2.3
Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – IMPCO

COMERCIALIZACION		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	4,571.16	4,495.20	4,378.30	4,257.08
Depreciación	BCC * DEP%	3,541.76	3,672.75	3,787.83	3,906.15
Comercialización	COM	35,225.39	36,357.22	37,525.43	38,731.17
IMPCO		43,338.31	44,525.17	45,691.56	46,894.39

Cuadro N° 2.4
Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – ALUMPU

ALUMBRADO PÚBLICO		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	ACTN alum * RR	1,618.34	1,825.14	1,983.18	2,185.27
Depreciación	ACT alum * DEP%	1,206.83	1,370.71	1,516.84	1,692.71
Operación y Mantenimiento	OM alum	748.75	772.05	798.65	822.80
ALUMPU		3,573.92	3,967.90	4,298.68	4,700.78

Cuadro N° 2.5
Parámetros y Valores utilizados en el cálculo de los Ingresos Permitidos

PARÁMETROS		Unidades	Jul18- Jun19	Jul19- Jun20	Jul20- Jun21	Jul21- Jun22	
Tasa de Rentabilidad	RR%	%	8.94	8.94	8.94	8.94	
Depreciación A. Distribución	DEP%	%	3.50	3.50	3.50	3.50	
Depreciación A. Comercialización	DEP%	%	4.75	4.75	4.75	4.75	
Depreciación A. AP	DEP%	%	4.55	4.55	4.55	4.55	
Operación y Mantenimiento AP	OM alum	B./Luminaria	6.41	6.41	6.41	6.41	
Costo de la Energía en Mercado Mayorista	CMM	B./MWh	141.85	141.87	125.11	121.18	
Pérdidas	PD%	%	7.66	7.66	7.66	7.66	
Pérdidas carga EDEMET	PD%	%	1.50	1.50	1.50	1.50	
Pérdidas No Técnicas en Zonas Rojas (PNT)	PD%	%	1.77	1.77	1.77	1.77	
IMPULSORES DE COSTO		Unidades	Base	Jul18- Jun19	Jul19- Jun20	Jul20- Jun21	Jul21- Jun22
Demanda Máxima	MW	692		711	735	753	776
Energía Ingresada al Sistema	MWh	4,240,579		4,357,735	4,507,955	4,620,382	4,757,849
Energía Facturada	MWh	3,548,530		3,659,244	3,773,413	3,891,143	4,012,547
Clientes	No.	449,481		463,864	478,708	494,027	509,836
Cantidad de Luminarias (30/6)	No.	115,391		118,228	122,662	126,528	130,197

I.3. EDECHI

Cuadro N° 3.1
Ingreso Máximo Permitido – EDECHI
[Miles de Balboas]

INGRESO MÁXIMO PERMITIDO	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
IPSD - Ingreso Máximo Permitido por Distribución	32,684.03	35,364.01	37,065.93	38,546.94
IMPCO - Ingreso Máximo Permitido por Comercialización	12,803.84	13,261.64	13,732.72	14,217.22
ALUMPU - Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público	1,369.15	1,611.52	1,727.27	1,836.62
IPPD - Ingreso Máximo Permitido por Pérdidas en Distribución	10,342.34	10,472.62	10,171.13	9,757.01
INVNE - Descuento por Inversiones no Ejecutadas en periodo anterior	-16,897.84	-	-	-
IMP- Ingreso Máximo Permitido	40,301.52	60,709.80	62,697.05	64,357.79

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
DETALLE	UNIDADES	JULIO/18-JUNIO/22
VP-IMPD - DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	111,755.25
VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	41,966.77
VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	5,101.63
SUB-TOTAL	Miles de B/.	158,823.65
VP-IMPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	31,662.385
IMP TOTAL	Miles de B/.	190,486.03

Cuadro N° 3.2
Ingreso Máximo Permitido por Distribución – IMPD
[Miles de Balboas]

DISTRIBUCIÓN		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	BCDN * RR	8,648.10	10,036.46	10,695.11	11,171.59
Depreciación	BCD * DEP%	6,382.44	7,163.02	7,680.65	8,144.13
Operación y Mantenimiento	OM	10,671.57	10,982.35	11,301.99	11,631.15
Administración	ADM	6,981.93	7,182.18	7,388.17	7,600.08
IMPSPD		32,684.03	35,364.01	37,065.93	38,546.94
Pérdidas (incluye NT)	PD% * MWhD * CMM	10,342.34	10,472.62	10,171.13	9,757.01
IMPPD		10,342.34	10,472.62	10,171.13	9,757.01
IMPD		43,026.37	45,836.63	47,237.06	48,303.95

Cuadro N° 3.3
Ingreso Máximo Permitido por Comercialización – IMPCO
[Miles de Balboas]

COMERCIALIZACION		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	BCNC * RR	567.76	599.26	629.91	659.51
Depreciación	BCC * DEP%	429.18	464.26	500.49	537.81
Comercialización	COM	11,806.90	12,198.13	12,602.32	13,019.90
IPCO		12,803.84	13,261.64	13,732.72	14,217.22

Cuadro N° 3.4
Ingreso Máximo Permitido por Alumbrado Público – ALUMPU
[Miles de Balboas]

ALUMBRADO PÚBLICO		JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Rentabilidad sobre Activos	ACTNalum * RR	627.83	767.43	820.88	869.62
Depreciación	ACTalum * DEP%	447.04	540.56	593.56	646.58
Operación y Mantenimiento	OMalum	294.27	303.53	312.84	320.43
ALUMPU		1,369.15	1,611.52	1,727.27	1,836.62

Cuadro N° 3.5
Parámetros y Valores utilizados en el cálculo de los Ingresos Permitidos

PARÁMETROS		Unidades	Jul18- Jun19	Jul19- Jun20	Jul20- Jun21	Jul21- Jun22
Tasa rentabilidad	RR%	%	8.94	8.94	8.94	8.94
Depreciación A. Distribución	DEP%	%	3.50	3.50	3.50	3.50
Depreciación A. Comercialización	DEP%	%	4.39	4.39	4.39	4.39
Depreciación A. AP	DEP%	%	4.55	4.55	4.55	4.55
Operación y Mantenimiento AP	OM alum	B./Luminaria	4.91	4.91	4.91	4.91
Costo de la Energía en Mercado Mayorista	CMM	B./MWh	137.74	138.32	133.81	127.36
Pérdidas	PD%	%	7.71%	7.71%	7.71%	7.71%
Pérdidas adicionales Changuinola	PD%	%	0.36	0.25	0.11	0.00
IMPULSORES DE COSTO		Unidades	Base			
Demanda Máxima	MW	153	156	160	163	167
Energía Ingresada al Sistema	MWh	909,577	930,028	950,798	971,723	993,440
Energía Facturada	MWh	796,439	814,757	833,497	852,667	872,278
Clientes	No.	151,142	156,130	161,282	166,604	172,102
Cantidad de Luminarias (30/6)	No.	59,170	60,695	62,941	64,487	66,033

ANEXO II. EMPRESAS COMPARADORAS Y ECUACIONES DE EFICIENCIA

II.1. INFORMACIÓN OBTENIDA DE LA FERC

Tabla	Row	Col	Rowliteral	Concepto
f1_accumdepr_prvsn	26	electric_plant	Distribution	Depreciación Acumulada (D+C+AP)
f1_dacs_epda	8	Depr_expn	Distribution Plant	Depreciación Anual (D+C+AP)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	140	Crnt_yr_amt	(586) Meter Expenses	Costos de OyM (C)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	153	Crnt_yr_amt	(597) Maintenance of Meters	Costos de OyM (C)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	164	Crnt_yr_amt	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	Costos de OyM (C)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	171	Crnt_yr_amt	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	Costos de OyM (C)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	178	Crnt_yr_amt	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	Costos de OyM (C)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	134	Crnt_yr_amt	(580) Operation Supervision and Engineering	Costos OyM (D)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	135	Crnt_yr_amt	(581) Load Dispatching	Costos OyM (D)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	136	Crnt_yr_amt	(582) Station Expenses	Costos OyM (D)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	137	Crnt_yr_amt	(583) Overhead Line Expenses	Costos OyM (D)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	138	Crnt_yr_amt	(584) Underground Line Expenses	Costos OyM (D)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	141	Crnt_yr_amt	(587) Customer Installations Expenses	Costos OyM (D)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	142	Crnt_yr_amt	(588) Miscellaneous Expenses	Costos OyM (D)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	143	Crnt_yr_amt	(589) Rents	Costos OyM (D)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	146	Crnt_yr_amt	(590) Maintenance Supervision and Engineering	Costos OyM (D)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	147	Crnt_yr_amt	(591) Maintenance of Structures	Costos OyM (D)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	148	Crnt_yr_amt	(592) Maintenance of Station Equipment	Costos OyM (D)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	149	Crnt_yr_amt	(593) Maintenance of Overhead Lines	Costos OyM (D)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	150	Crnt_yr_amt	(594) Maintenance of Underground Lines	Costos OyM (D)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	151	Crnt_yr_amt	(595) Maintenance of Line Transformers	Costos OyM (D)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	154	Crnt_yr_amt	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	Costos OyM (D)
F1_ELC_OP_MNT_EXP	197	Crnt_yr_amt	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	Costos de Administración
f1_slry_wg_dstrbtn	23	drct_pyrl_dstrbt	Distribution (Enter Total of lines 6 and 16)	Costo Salarios D
f1_slry_wg_dstrbtn	24	drct_pyrl_dstrbt	Customer Accounts (Transcribe from line 7)	Costo Salarios C
F1_ELC_OP_MNT_EXP	198	Crnt_yr_amt	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	Costos Totales
F1_ELC_OP_MNT_EXP	5	Crnt_yr_amt	(501) Fuel	Costos de Combustible
F1_ELC_OP_MNT_EXP	25	Crnt_yr_amt	(518) Fuel	Costos de Combustible
F1_ELC_OP_MNT_EXP	63	Crnt_yr_amt	(547) Fuel	Costos de Combustible
F1_ELC_OP_MNT_EXP	76	Crnt_yr_amt	(555) Purchased Power	Costos Compra de Energía
F1_ELC_OP_MNT_EXP	79	Crnt_yr_amt	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	Costos Totales por Compra de Energía

Tabla	Row	Col	Rowliteral	Concepto
f1_elctrc_erg_acct	27	Erg_disp_mwh	Total Energy Losses	Pérdidas de energía [MWh]
f1_elctrc_erg_acct	26	Erg_disp_mwh	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	Energía Consumo propio [MWh]
f1_elctrc_erg_acct	25	Erg_disp_mwh	Energy Furnished Without Charge	Energía suministrada sin costo [MWh]
f1_elctrc_erg_acct	28	Erg_disp_mwh	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (must equal line 20)	Energía de ingreso [MWh]
f1_elctrc_oper_rev	2	Mwh_sold_crnt_yr	(440) Residential Sales	Venta Consumo Residencial [MWh]
f1_elctrc_oper_rev	4	Mwh_sold_crnt_yr	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	Venta Consumo Comercial [MWh]
f1_elctrc_oper_rev	5	Mwh_sold_crnt_yr	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	Venta Consumo Industrial [MWh]
f1_elctrc_oper_rev	6	Mwh_sold_crnt_yr	(444) Public Street and Highway Lighting	Venta Energía para AP [MWh]
f1_elctrc_oper_rev	7	Mwh_sold_crnt_yr	(445) Other Sales to Public Authorities	Venta a Autoridades [MWh]
f1_elctrc_oper_rev	8	Mwh_sold_crnt_yr	(446) Sales to Railroads and Railways	Venta de Energía Otras [MWh]
f1_elctrc_oper_rev	9	Mwh_sold_crnt_yr	(448) Interdepartmental Sales	Venta de Energía Otras [MWh]
f1_elctrc_oper_rev	10	Mwh_sold_crnt_yr	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	Venta a Usuarios Propios [MWh]
f1_elctrc_oper_rev	11	Mwh_sold_crnt_yr	(447) Sales for Resale	Venta para reventa [MWh]
f1_elctrc_oper_rev	12	Mwh_sold_crnt_yr	TOTAL Sales of Electricity	Venta totales de energía [MWh]
f1_elctrc_oper_rev	14	Avg_cstmr_crntytr	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	Nº de Clientes
f1_mthly_peak_otpt	0	Megawatts	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]
f1_plant_in_srvce	70	Yr_end_bal	(370) Meters	Activos C
f1_plant_in_srvce	73	Yr_end_bal	(373) Street Lighting and Signal Systems	Activos AP
f1_plant_in_srvce	75	Yr_end_bal	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	Activos (D+C+AP)
f1_plant_in_srvce	104	Yr_end_bal	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)
f1_plant_in_srvce	99	Yr_end_bal	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	Activos PG
f1_plant_in_srvce	65	Yr_end_bal	(365) Overhead Conductors and Devices	Activos D (Líneas Aéreas)
f1_plant_in_srvce	67	Yr_end_bal	(367) Underground Conductors and Devices	Activos D (Líneas Subterráneas)
f1_plant_in_srvce	66	Yr_end_bal	(366) Underground Conduit	Activos D (conducciones Subterráneas)
f1_slry_wg_dstrbtn	25	drct_pyrl_dstrbt	Customer Service and Informational (Transcribe from line 8)	Costo Salarios C
f1_slry_wg_dstrbtn	26	drct_pyrl_dstrbt	Sales (Transcribe from line 9)	Costo Salarios C
f1_slry_wg_dstrbtn	27	drct_pyrl_dstrbt	Administrative and General (Enter Total of lines 10 and 17)	Costo Salarios Ad
f1_slry_wg_dstrbtn	28	drct_pyrl_dstrbt	TOTAL Oper. and Maint. (Total of lines 20 thru 27)	Costo Salarios Totales Elect
f1_slry_wg_dstrbtn	28	alloc_of_payroll	TOTAL Oper. and Maint. (Total of lines 20 thru 27)	Costo Salarios Payroll
f1_slry_wg_dstrbtn	95	drct_pyrl_dstrbt	TOTAL Other Accounts	Costo Salarios Otras cuentas
f1_slry_wg_dstrbtn	96	drct_pyrl_dstrbt	TOTAL SALARIES AND WAGES	Costo Salarios Totales

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
Activos (D+C+AP)	Activos de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público
Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	Activos Totales
Activos AP	Activos de Alumbrado Público
Activos C	Activos de Comercialización
Activos D (conducciones Subterráneas)	Activos de Distribución (ductos)
Activos D (Líneas Aéreas)	Activos de Distribución (líneas aéreas)
Activos D (Líneas Subterráneas)	Activos de Distribución (redes subterráneas)
Activos PG	Activos de Planta General
Costos Compra de Energía	Costos de Compra de Energía
Costos de Administración	Costos de Administración
Costos de Combustible	Costos de Combustibles
Costos de OyM (C)	Costos de Comercialización
Costos OyM (D)	Costos de Distribución
Costos Totales	Costos Totales
Costos Totales por Compra de Energía	Costos Totales por Compra de Energía
Demanda Pico [MW]	Demanda Máxima
Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Depreciación acumulada de activos de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público
Depreciación Anual (D+C+AP)	Depreciación anual de activos de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público
Energía Consumo propio [MWh]	Consumo Propio de Energía
Energía de ingreso [MWh]	Energía Ingresada al Sistema de distribución
Energía suministrada sin costo [MWh]	Energía Suministrada sin Costo
Nº de Clientes	Cantidad de Clientes
Pérdidas de energía [MWh]	Pérdidas de Energía
Venta a Autoridades [MWh]	Energía Vendida a Autoridades
Venta a Usuarios Propios [MWh]	Energía Vendida a Clientes Propios

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
Venta Consumo Comercial [MWh]	Energía Vendida a Clientes Comerciales
Venta Consumo Industrial [MWh]	Energía Vendida a Clientes Industriales
Venta Consumo Residencial [MWh]	Energía Vendida a Clientes Residenciales
Venta de Energía Otras [MWh]	Energía Vendida a Otros Clientes
Venta Energía para AP [MWh]	Energía Vendida Para Alumbrado Público
Venta para reventa [MWh]	Energía Vendida para Reventa
Venta totales de energía [MWh]	Energía Vendida Total
Costo Salarios D	Costo Salarial para Actividades de Distribución
Costo Salarios C	Costo Salarial para Actividades de Comercialización
Costo Salarios Ad	Costo Salarial para Actividades de Administración
Costo Salarios Totales Elect	Costo Salarial Total Actividades Eléctricas
Costo Salarios Payroll	Costo Salarial Payroll
Costo Salarios Otras cuentas	Costo Salarial Otras Cuentas
Costo Salarios Totales	Costo Salarial Total

II.2. MUESTRA DE EMPRESAS DE LA FERC

ID	NOMBRE	ID	
2	ALABAMA POWER COMPANY	123	Northwestern Wisconsin Electric Company
3	Alaska Electric Light and Power Company	126	Ohio Edison Company
6	Appalachian Power Company	127	Ohio Power Company
7	Arizona Public Service Company	130	Oklahoma Gas and Electric Company
8	Entergy Arkansas, Inc.	131	Orange and Rockland Utilities, Inc
9	Atlantic City Electric Company	132	Otter Tail Power Company
11	Emera Maine	134	PacifiCorp
17	Duke Energy Progress, LLC	135	PECO Energy Company
22	Cleco Power LLC	136	Pennsylvania Electric Company
27	Duke Energy Ohio, Inc.	137	Pennsylvania Power Company
30	Cleveland Electric Illuminating Company, The	138	PPL Electric Utilities Corporation
32	Commonwealth Edison Company	141	Portland General Electric Company
39	Connecticut Light and Power Company, The	142	THE POTOMAC EDISON COMPANY
41	Consumers Energy Company	143	Potomac Electric Power Company
42	The Dayton Power and Light Company	144	Duke Energy Indiana, LLC
43	Delmarva Power & Light Company	145	Public Service Company of Colorado
44	DTE Electric Company	146	Public Service Company of New Hampshire
45	Duke Energy Carolinas, LLC	147	Public Service Company of New Mexico
46	Duquesne Light Company	148	Public Service Company of Oklahoma
49	El Paso Electric Company	149	Public Service Electric and Gas Company
51	The Empire District Electric Company	150	Puget Sound Energy, Inc.
54	Fitchburg Gas and Electric Light Company	151	Rochester Gas and Electric Corporation
55	Duke Energy Florida, LLC	152	Rockland Electric Company
56	Florida Power & Light Company	155	San Diego Gas & Electric Company
57	Georgia Power Company	157	Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy
59	Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp.	159	South Carolina Electric & Gas Company
61	Green Mountain Power Corp	161	Southern California Edison Company
62	Gulf Power Company	163	Southern Indiana Gas and Electric Company
70	Idaho Power Company	164	Southwestern Electric Power Company
73	Indiana Michigan Power Company	166	Southwestern Public Service Company
74	Indianapolis Power & Light Company	167	Superior Water, Light and Power Company
77	Jersey Central Power & Light Company	170	Tampa Electric Company
79	Kansas City Power & Light Company	175	Toledo Edison Company, The
80	Kansas Gas and Electric Company	176	Tucson Electric Power Company
81	Kentucky Power Company	177	UNION ELECTRIC COMPANY
82	Kentucky Utilities Company	178	Duke Energy Kentucky, Inc.
83	Kingsport Power Company	179	The United Illuminating Company
84	Lockhart Power Company	181	Upper Peninsula Power Company
88	Louisville Gas and Electric Company	182	KCP&L Greater Missouri Operations Company
89	Madison Gas and Electric Company	187	Avista Corporation
93	Massachusetts Electric Company	188	WEST PENN POWER COMPANY
95	MDU Resources Group, Inc.	190	Western Massachusetts Electric Company
96	Metropolitan Edison Company	192	Wheeling Power Company
98	ALLETE, Inc.	194	Wisconsin Power and Light Company
99	Mississippi Power Company	195	Wisconsin Public Service Corporation
100	Entergy Mississippi, Inc.	202	Chugach Electric Association, Inc.
101	MONONGAHELA POWER COMPANY	210	MidAmerican Energy Company
105	Mt. Carmel Public Utility Co	269	Golden State Water Company
107	The Narragansett Electric Company	281	Interstate Power and Light Company
108	Nevada Power Company, d/b/a NV Energy	288	UNS Electric, Inc.
114	Entergy New Orleans, Inc.	290	Unitil Energy Systems, Inc.
115	New York State Electric & Gas Corporation	309	NSTAR Electric Company
117	Niagara Mohawk Power Corporation	403	Cheyenne Light, Fuel and Power Company
119	Northern Indiana Public Service Company	428	UGI Utilities, Inc.
120	Northern States Power Company (Minnesota)	432	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP
121	Northern States Power Company (Wisconsin)		

II.3. INFORMACIÓN DE BASE RECOPIADA

Empresa: ALABAMA POWER COMPANY							
ID Empresa: 2							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	114 971 413	106 527 079
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	941 925 032	894 249 632
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	280 525 191	286 887 942
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	355 864 382	343 172 946
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	376 754 802	360 703 363
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	14 321 505	14 828 525
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 146 932	2 597 829
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	4 721 036	4 623 872
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 582 594	4 772 455
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 478 580	3 172 777
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	15 402 077	19 258 081
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	24 599	17 754
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	14 421 395	15 691 206
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	7 911 826	6 680 172
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	71 106 557	72 013 780
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	4 756 861	5 175 711
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	4 576 375	4 541 263
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	5 765 017	5 580 782
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	451 816	306 679
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	16 177	2 493
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	40 457 810	122 946 788
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 777 629	1 971 267
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	97 310 745	94 943 397
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	40 201 331	42 360 744
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	9 179 714	6 972 260
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	12 618 370	13 126 645
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	413 430 310	387 121 665
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Exps (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 194 515 449	3 140 422 705
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crntyr	1 458 602	1 468 744
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	3 196 037	3 139 046
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	67 175 303	67 142 902
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	130 176	128 795
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 754	1 638
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	18 082 378	18 342 899
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 102 076	14 090 927
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	23 380 447	22 310 047
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	200 606	208 201
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	55 765 507	54 952 074
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 081 829	8 921 349
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	63 847 336	63 873 423
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	12 398	11 233
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvc	Yr_end_bal	1 187 270 565	1 250 199 952
p206 L65	Activos D (conducciones subter.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvc	Yr_end_bal	42 627 846	46 448 369
p206 L67	Activos D (Líneas Subterráne.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvc	Yr_end_bal	573 897 892	607 188 911
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 704 472 759	1 788 073 786
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvc	Yr_end_bal	327 670 843	335 098 859
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvc	Yr_end_bal	230 153 741	236 342 889
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvc	Yr_end_bal	6 432 381 204	6 707 598 438
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvc	Yr_end_bal	24 519 117 908	25 963 013 979
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvc	Yr_end_bal	1 361 555 417	1 479 724 661
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	2 370 190 081	2 483 288 770
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	202 600 053	211 028 741

Empresa: Alaska Electric Light and Power Company							
ID Empresa: 3							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	94 819	177 973
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 373 726	10 024 836
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 373 726	10 024 836
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	643 353	659 969
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 585	15 504
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	251 680	278 392
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	123 110	91 100
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	929 708	927 851
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	251 352	319 299
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	35 503	8 346
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	109 158	98 241
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	30 240	38 872
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	470 191	623 183
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	29 940	42 164
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 113 780	1 108 532
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 862	3 803
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	311 324	307 265
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 429 061	4 329 827
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	21 748 334	21 474 883
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	16 671	16 853
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	20 248	18 118
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	422 888	415 371
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	4 188	3 987
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	139 320	140 224
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	53 921	49 841
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	136 506	138 629
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	995	1 308
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	67 324	65 152
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	398 066	395 154
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	398 066	395 154
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	76	78
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	9 728 574	9 934 096
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 576 581	2 576 006
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	6 760 962	6 813 350
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	31 298 219	32 733 064
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 706 802	4 932 038
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	328 696	328 696
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	48 294 498	49 347 386
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	208 769 207	235 182 791
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	17 288 284	17 805 778
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	31 609 419	32 638 364
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	1 303 638	1 331 754

Empresa: Appalachian Power Company								
ID Empresa: 6								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	639 778 892	615 901 604	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 870 682	3 541 049	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	439 192 165	358 217 720	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	450 001 377	368 643 590	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	4 429 827	4 327 180	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 196 071	1 212 483	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	678 270	3 269 277	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 241 173	1 048 405	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 042 160	962 979	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	17 399 308	17 578 689	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 340 538	1 476 632	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	165 844	177 837	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 766 812	1 846 478	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	99 302 308	116 697 455	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 325 067	1 507 805	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 615 973	2 065 919	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	350 483	44 915	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	151 324	228 174	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	4 404 613	4 188 077	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	4 837 918	4 307 262	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	496 872	499 124	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	37 671 767	37 800 660	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	11 144 052	16 466 261	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	264 371	212 703	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	334 822	1 116 148	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	104 606 090	104 281 877	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 762 763 495	1 747 305 762	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	956 655	956 754	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	2 623 131	2 345 762	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	37 358 526	37 094 073	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	- 112 183	- 114 509	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	11 494 884	11 421 059	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 721 110	6 750 517	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 866 029	9 409 909	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	66 075	65 278	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	775 068	791 476	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	28 923 166	28 438 239	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 924 412	6 424 581	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	34 847 578	34 862 820	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	8 690	7 363	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	759 114 624	811 860 200	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	95 922 843	102 333 199	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	248 532 292	262 342 416	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	194 161 489	218 723 752	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	130 588 716	131 859 097	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	26 675 087	27 273 393	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 400 127 773	3 566 941 043	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	12 255 628 122	12 976 442 880	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	209 277 271	221 448 904	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 120 248 249	1 198 723 386	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	121 892 372	131 046 105	

Empresa: Arizona Public Service Company							
ID Empresa: 7							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	78 581 781	79 688 967
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	273 234 222	243 789 424
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	333 179 096	390 682 689
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	410 042 292	364 921 525
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	410 692 416	366 521 054
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 803 283	6 695 637
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 576 261	1 251 520
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 630 964	2 104 515
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 797 421	1 799 910
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	680 181	12 587
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	32 083 855	42 356 722
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	629 407	708 327
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 739 119	1 887 558
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 383 396	3 733 248
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	20 411 819	18 832 297
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 902 185	7 164 127
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 724 211	2 918 319
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 200 293	2 241 496
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	252 338	285 225
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 495 143	3 909 178
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	23 919 809	18 106 190
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	52 455 415	54 257 052
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	55 010 218	59 023 494
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 295 916	12 389 369
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 616 656	8 471 763
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	167 748 519	186 773 030
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 999 805 281	1 985 686 905
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 177 541	1 193 557
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 386 069	1 808 396
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	35 078 178	33 797 366
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	63 255	60 924
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	13 159 754	13 195 346
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	12 364 153	12 411 366
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 275 533	2 267 688
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	148 229	144 857
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 822	2 745
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	27 950 491	28 022 002
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 678 363	3 906 044
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	33 628 854	31 928 046
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	7 320	7 275
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	355 117 541	376 749 366
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	685 513 670	697 738 638
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 646 381 071	1 674 627 714
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	606 032 041	694 539 623
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	291 363 329	299 177 622
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	74 601 786	74 601 786
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 540 635 410	5 735 874 888
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	16 580 450 900	17 657 073 268
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	818 011 534	897 581 693
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 526 576 630	1 591 928 007
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	124 145 279	128 660 918

Empresa: Entergy Arkansas, Inc.							
ID Empresa: 8							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	118 957 002	94 495 683
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	264 005 775	304 289 629
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	472 676	282 366
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	380 061 839	233 343 312
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	533 844 520	160 613 437
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	12 618 994	12 567 417
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	465 218	503 011
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 177 742	1 336 880
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 516 464	1 770 710
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 477 862	1 094 109
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 781 035	2 831 481
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 379 950	1 996 535
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 047 295	3 178 526
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 810 878	2 288 618
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	42 994 406	37 512 477
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 395 765	2 259 946
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	37 617	16 483
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	671 450	662 552
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 162 052	1 187 710
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 561 383	1 770 341
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	4 984 401	8 325 597
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	80 875	61 672
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	35 842 904	34 219 865
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	74 662 032	66 675 162
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	736 548	611 169
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 527 541	4 232 842
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	197 103 436	185 466 963
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 697 792 846	1 315 234 461
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crntyr	704 181	706 880
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 078 414	1 404 219
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	32 482 449	30 795 683
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	24 578	27 674
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 016 308	7 618 443
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 019 807	5 988 103
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 888 953	6 795 449
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	77 849	78 026
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	157 311	159 365
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	21 160 228	20 639 386
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	10 219 229	8 724 404
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	31 379 457	29 363 790
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	4 665	4 505
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	527 787 287	581 482 181
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	99 828 488	103 886 337
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	154 899 522	160 089 536
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	273 888 922	334 237 229
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	135 228 658	128 064 086
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	96 046 599	89 795 039
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 102 126 177	3 292 329 836
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	9 628 094 683	10 559 212 561
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	173 641 980	218 385 828
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 122 790 976	1 144 336 273
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	76 681 802	80 074 398

Empresa: Atlantic City Electric Company								
ID Empresa: 9								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	686 140 442	656 146 703	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	728 150 528	653 404 204	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 969 571	4 301 917	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 600 973	6 822 640	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	470 375	311 992	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 918 919	14 748 524	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 650 179	3 479 893	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	662 467	543 084	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 633 392	5 116 311	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	29 251 125	38 484 861	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 495 912	2 389 320	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	38 672	4 075	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 284 515	2 050 912	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	383 235	2 385 155	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	3 298 619	5 841 789	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	645 327	692 902	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	80 958 284	89 037 686	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	35 383 606	37 024 565	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 180	-	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 590 306	4 624 376	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	63 611 466	92 346 183	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	996 590 820	978 493 605	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	545 783	548 442	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	689 506	572 188	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	11 937 567	11 307 687	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	22 814	12 240	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 319 223	4 153 443	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 108 112	4 099 454	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	776 325	757 322	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	45 341	48 654	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 249 001	9 058 873	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 976 246	1 664 386	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	11 225 247	10 723 259	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	2 553	2 673	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	402 908 061	401 418 157	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	37 308 398	36 778 191	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	151 740 459	155 111 339	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	181 256 541	234 522 901	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	63 914 263	64 944 538	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	86 051 668	90 857 351	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 012 376 878	2 084 878 616	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 105 005 343	3 341 206 653	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	108 936 444	116 207 867	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	471 982 446	463 762 954	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	47 731 621	49 662 730	

Empresa: Emera Maine									
ID Empresa: 11									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	27 564	12 179		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	29 190 887	25 581 854		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	29 190 887	25 581 854		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	276 106	311 115		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	146 174	164 708		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	501 166	564 712		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 441	11 765		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	127 612	143 792		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 826 022	3 184 349		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	580 054	653 602		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 024 375	1 154 261		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 973 490	7 829 874		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	353 833	398 697		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	445 481	501 966		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	420 957	292 271		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	99 769	112 420		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	20 882	23 530		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	46 404	52 288		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 915 906	8 928 708		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	223 428	186 088		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 447 814	1 631 391		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	18 528 799	15 927 910		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	54 565 339	49 525 407		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	169 355	162 804		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	97 007	85 832		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	2 424 130	2 305 783		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	2 077	2 077		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	801 895	788 925		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	699 354	695 350		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	504 469	432 672		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	11 632	12 190		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 017 350	1 929 137		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	307 696	288 737		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 325 046	2 217 874		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	275	265		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	106 194 116	111 504 739		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 265 879	2 412 921		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	10 978 274	11 331 866		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	29 010 423	30 466 352		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	6 877 693	6 376 873		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	425 040 874	453 708 224		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 112 212 118	1 169 985 651		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	102 796 411	107 285 643		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	161 953 746	168 540 913		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	8 547 960	10 384 008		

Empresa: Duke Energy Progress, LLC								
ID Empresa: 17								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	173 309 480	199 311 766	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	479 906 263	410 031 826	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	866 968 251	679 990 220	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	430 562 658	485 581 581	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	602 167 194	632 835 405	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 296 078	717 977	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 519 184	1 341 524	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	745 573	191 075	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 081 995	4 712 175	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 639 608	2 013 972	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	22 929 206	25 567 942	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 669 866	2 533 934	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 916	8 189	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 832 818	4 077 049	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	70 815 301	96 344 656	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 153 125	4 822 769	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	908 083	798 661	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 006 770	5 214 815	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 336	1 296	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 479 012	1 426 022	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	7 765 064	12 109 133	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 717 984	1 801 325	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	52 930 105	47 899 545	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 707 635	4 480 319	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 624 019	6 307 285	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 821 334	7 511 340	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	299 516 247	340 665 951	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 499 903 310	3 303 196 241	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 506 551	1 526 437	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	2 533 562	2 527 023	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	67 502 082	71 666 631	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	87 960	87 454	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	17 685 926	17 946 817	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 019 694	14 094 399	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	10 274 406	10 266 479	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	105 945	87 536	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 489 013	1 472 596	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	43 574 984	43 867 827	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	21 305 576	25 184 327	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	64 880 560	69 052 154	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	14 814	13 248	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	923 774 939	1 036 683 565	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	180 092 360	188 322 245	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 006 802 377	1 034 475 801	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	426 684 215	486 130 036	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	210 536 277	199 687 585	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	156 656 945	191 965 375	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 561 172 664	5 886 275 167	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	25 269 229 770	26 123 596 066	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	661 231 944	626 321 872	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	2 796 975 084	2 899 918 382	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	203 661 057	204 148 669	

Empresa: Cleco Power LLC									
ID Empresa: 22									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	365 664 869	356 342 412		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	207	-		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	104 357 306	86 808 445		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	117 107 548	82 508 033		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 169 186	1 259 755		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	892 161	835 455		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 667 834	3 086 229		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	714 638	659 012		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 612 889	1 351 690		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 754 566	3 371 083		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 553 833	2 234 377		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 073 547	1 856 079		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	12 404 902	13 107 533		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	508 477	392 744		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	81 267	78 892		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	128 071	70 822		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	165 104	262 875		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 347 711	1 247 690		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	12 230 906	15 194 972		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 110 994	8 265 341		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 910 561	4 870 378		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	358 088	575 954		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	60 469 422	55 673 043		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	719 287 088	685 307 886		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	286 615	288 019		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	583 762	1 253 415		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	12 697 472	12 860 882		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	8 070	11 040		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 788 614	3 646 111		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 763 191	2 707 996		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 927 231	1 978 080		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	29 413	29 635		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	104 988	102 286		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 613 437	8 464 108		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 492 203	3 132 319		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	12 105 640	11 596 427		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	2 700	2 490		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	275 172 780	285 075 255		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	55 484 516	57 649 125		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	83 335 249	87 680 835		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	9 072 332	10 553 291		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	58 567 295	64 034 263		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	55 409 479	58 144 381		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 344 212 625	1 399 418 068		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 515 994 886	4 663 727 045		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	175 823 927	190 972 206		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	441 282 589	467 244 831		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	34 756 632	36 399 966		

Empresa: Duke Energy Ohio, Inc.							
ID Empresa: 27							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	433	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	328 004 849	358 740 025
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	359 694 516	403 939 280
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	553 925	301 229
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 422 848	1 173 656
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	974 606	3 009 964
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 456 571	1 895 224
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 875 350	7 384 243
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 979 974	17 305 466
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	145 385	301 307
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	18	-
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 332 918	2 142 573
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	33 579 710	34 251 749
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 974 617	3 109 879
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	26 247	3 621 548
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 146 607	3 310 654
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	144 898	113 234
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	- 150	- 1 684
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 393 357	2 218 416
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 067 803	1 064 710
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	29 238 668	23 015 861
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 640 069	3 709 619
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 952 607	3 041 534
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	963 235	954 016
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	86 660 274	54 281 296
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	584 125 056	622 093 025
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	701 130	706 794
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	141 880	216 505
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	5 884 045	6 172 429
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 136 587	7 364 509
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 380 247	6 595 586
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 178 313	5 148 238
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	89 280	89 953
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 374 199	1 288 136
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	20 162 115	20 489 648
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	643 248	830 870
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	20 805 363	21 320 518
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 206	1 203
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	551 967 337	565 490 086
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	110 401 079	114 483 940
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	329 658 623	349 559 111
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	76 563 872	89 059 927
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	95 044 550	87 189 389
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	74 250 543	61 719 151
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 260 439 245	2 389 088 376
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 216 122 357	3 413 716 970
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	191 482 345	202 691 401
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	753 095 517	750 592 129
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	44 914 225	45 839 525

Empresa: Cleveland Electric Illuminating Company, The									
ID Empresa: 30									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	202 039 972	163 193 904		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	202 213 720	164 157 434		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	506 139	228 384		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	43 447	29 774		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	969 350	876 959		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 543 694	1 538 650		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 795 210	4 558 124		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	2 477		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	653 812	625 662		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 272 410	6 119 976		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	21 207 668	24 542 082		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 381 988	3 036 836		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	111 465	258 204		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	816 505	745 615		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 058 918	874 457		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	4 172 263	5 869 683		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 915 488	2 908 149		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	24 034 240	24 517 993		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 143 940	7 415 328		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	475 351	576 640		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	353 117	336 990		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	24 690 574	79 370 890		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	473 261 178	510 327 887		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	745 641	747 748		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	89 549	73 783		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	3 226 662	2 843 035		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	22 546	20 679		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	15 387 419	16 069 355		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 489 972	5 668 631		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 547 941	6 660 818		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 322 770	6 349 260		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	141 303	139 219		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	18 501 986	18 817 928		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	18 501 986	18 817 928		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	4 109	4 320		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	461 619 108	480 146 473		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	72 079 483	73 173 825		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	383 472 591	406 176 102		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	229 262 577	235 642 737		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	117 322 478	123 497 536		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	75 052 510	77 396 935		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 208 477 839	2 294 002 182		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 922 406 069	3 028 079 730		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	179 422 747	181 611 530		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	857 499 631	898 673 630		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	71 961 102	71 404 435		

Empresa: Commonwealth Edison Company								
ID Empresa: 32								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 123 373 122	1 189 277 833	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 148 750 175	1 218 707 538	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	22 785 406	23 513 762	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 618 160	3 419 516	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 225 313	4 632 727	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 792 546	17 572 327	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	26 245 550	27 943 925	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	49 544 012	58 204 659	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 199 644	2 068 748	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	228 589	3 001 907	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	45 847 975	56 320 810	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	166 860 787	138 151 019	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	82 505 567	84 443 356	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 674 656	5 984 168	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	62 266	60 142	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 563 043	1 766 338	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 209 708	6 993 426	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	647 612	538 058	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	248 386 499	243 295 643	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	250 478 923	226 857 508	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 743 665	30 666 091	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	458 370 737	488 643 995	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 868 791 552	3 021 178 645	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	3 896 654	3 953 907	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	7 730 725	7 995 872	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	95 564 908	98 141 280	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	85 893	81 484	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	450 770	455 434	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	26 496 029	27 789 636	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	31 716 986	31 974 284	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	27 209 607	27 841 942	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	804 481	797 338	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	86 731 560	88 903 412	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	565 960	705 078	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	87 297 520	89 608 490	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	504 457	500 212	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	20 163	21 175	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 469 373 083	2 667 352 632	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	830 347 263	884 499 744	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 195 717 126	5 634 384 946	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	545 370 881	652 525 459	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	129 565 058	137 355 321	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	16 579 603 621	17 844 460 762	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	23 568 110 595	25 541 273 218	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 876 826 222	2 061 262 241	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	5 837 192 717	5 906 802 315	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	403 268 255	443 042 204	

Empresa: Connecticut Light and Power Company, The								
ID Empresa: 39								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 020 573 311	864 253 766	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 021 448 128	865 002 932	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 464 816	12 443 511	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 149 529	4 086 223	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 562 500	8 185 122	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 201 846	5 033 474	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	244 814	329 069	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 438 625	7 056 082	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	618 869	629 943	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 438 879	551 960	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 603 569	5 373 827	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	80 283 715	90 346 635	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 579 411	7 134 303	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 463 042	2 804 555	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	43 379	1 419 169	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	758 751	971 041	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	367 893	186 167	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	15 663 894	24 509 309	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	664 290	2 641 966	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	99 752 437	105 643 920	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	174 600 857	171 144 029	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	61 848	29 186	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 801 566	6 253 886	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	192 554 212	183 404 170	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 723 472 216	1 589 488 326	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 230 310	1 238 367	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	502 690	917 830	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	23 146 146	23 260 263	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	10 094 057	9 906 672	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 372 146	9 207 910	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 341 963	2 249 099	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	95 665	92 548	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	22 071 088	21 616 735	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	572 368	725 698	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	22 643 456	22 342 433	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	167 257	160 506	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	4 850	4 984	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 308 657 482	1 401 582 417	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	258 449 412	272 748 539	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	880 104 429	913 610 825	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	669 803 892	789 139 496	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	167 556 277	168 628 683	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	45 281 917	41 596 767	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 878 503 848	5 086 364 477	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	8 942 752 865	9 422 132 594	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	418 283 438	465 735 746	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 086 830 888	1 084 151 084	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	113 821 321	118 783 828	

Empresa: Consumers Energy Company							
ID Empresa: 41							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	430 932 477	275 898 414
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	77 398 749	130 419 253
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 125 834 463	1 214 941 838
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 135 833 946	1 225 234 229
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	24 206 407	24 209 021
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 502 377	1 795 364
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 706 914	6 675 275
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 885 800	3 531 521
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 702 395	3 017 763
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	20 330 039	13 536 851
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 827 546	1 820 004
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 188 182	6 403 504
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 725 001	10 659 752
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	66 656 116	74 968 736
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 351 698	3 706 765
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 821 571	7 711 464
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	450 647	477 699
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	- 29 863	206 385
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 649 600	3 074 673
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	78 262 603	69 142 534
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	103 217 991	107 130 521
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	198 863	165 381
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 592 914	3 302 962
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	153 593 924	142 178 386
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 658 459 206	2 643 947 334
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 795 337	1 804 631
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 782 597	1 787 613
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	38 163 542	38 557 212
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	23 507	23 068
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	12 494 679	12 789 439
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	11 698 777	11 843 439
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 605 390	8 838 915
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	154 971	150 184
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	32 992 002	33 659 725
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 365 436	3 086 806
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	36 357 438	36 746 531
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	7 231	7 635
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 349 423 900	1 409 341 109
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	114 666 738	123 452 846
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	534 008 440	555 976 745
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	403 521 329	507 801 320
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	112 161 384	113 625 979
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	6 803 789 741	7 143 689 417
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	12 001 882 784	13 398 924 192
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	216 038 722	232 393 641
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	2 615 432 898	2 668 682 669
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	200 243 969	205 340 298

Empresa: The Dayton Power and Light Company							
ID Empresa: 42							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	252 631 592	255 125 137
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 705 505	6 790 392
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	443 018 722	306 522 505
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	446 444 864	309 148 267
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 596 319	2 545 558
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	398 813	422 289
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	500 484	574 126
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	971 913	1 143 281
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	616 803	565 823
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	101 380	72 723
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 798	18 006
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 635 262	2 575 833
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 187 508	4 413 687
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	40 296 399	23 087 971
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	61 792	110 931
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	312 955	314 133
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	135 179	130 855
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 689 925	1 265 921
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	186 179	142 865
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	44 134 702	50 236 914
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	28 756 457	42 788 381
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	37 981	133 119
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	74 867 854	78 267 289
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 120 372 964	974 321 677
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	277 690	271 328
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	466 048	177 560
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	16 910 929	16 346 975
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	11 845	11 286
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 726 730	2 747 945
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	637 186	568 047
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	80 338	68 931
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 786	3 273
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	453 458	464 173
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 905 044	3 856 016
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	12 527 992	12 302 113
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	16 433 036	16 158 129
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 546	3 647
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	3 049	3 331
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	165 198 340	168 595 821
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	17 412 803	17 510 431
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	222 711 227	230 987 868
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	92 860 049	96 968 161
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	51 325 897	52 840 338
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	-	-
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 666 308 025	1 724 661 676
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 347 604 322	5 506 713 480
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	33 254 233	33 099 281
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	- 782 190 030	- 821 044 926
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	53 981 325	53 604 591

Empresa: Delmarva Power & Light Company								
ID Empresa: 43								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	549 030 379	532 960 345	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	561 254 080	546 611 127	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	9 420 726	9 721 340	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	876 584	897 139	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 323 658	2 134 723	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 193 855	2 290 617	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	95 430	366 834	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	11 112 575	12 146 971	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 584 205	1 484 889	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 075 464	1 292 709	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	4 560 811	5 077 987	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	27 897 145	30 052 532	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 010 314	4 343 868	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	28 378	8 206	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 889 635	4 484 830	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 597 404	2 606 774	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	4 262 914	6 137 777	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	341 774	458 018	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	74 277 753	73 878 249	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	5 202 356	4 987 794	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	589 980	596 307	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 017 960	4 463 152	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	69 386 052	100 112 990	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	804 132 333	830 210 924	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	511 765	516 709	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	778 579	1 076 291	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	13 622 715	13 582 599	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	38 292	19 902	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 337 441	5 181 322	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 130 800	5 138 104	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 961 242	1 775 229	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	44 829	46 464	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	12 474 704	12 141 119	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	331 140	345 287	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	12 805 844	12 486 406	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	4 114	4 068	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	283 643 589	304 168 195	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	21 984 420	23 329 597	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	326 555 657	333 797 308	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	234 243 812	246 405 554	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	123 240 504	123 973 562	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	61 472 734	61 331 533	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 043 588 041	2 131 207 612	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 431 003 839	3 573 578 506	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	175 484 681	176 494 681	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	527 471 206	512 749 363	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	47 869 133	50 307 788	

Empresa: DTE Electric Company								
ID Empresa: 44								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	46 113 108	57 927 640	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	864 792 872	678 383 934	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	24 030 267	68 983 334	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	389 543 378	455 407 059	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	307 161 805	370 427 221	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	40 403 084	38 846 842	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	6 591 441	5 691 097	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	8 042 045	17 821 882	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	6 259 478	3 509 371	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	327 452	348 652	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	20 100 462	19 157 188	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	133 051	2 028	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 479 073	3 997 884	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	25 803 821	26 881 851	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	122 459 463	129 944 950	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	17 154 445	18 479 629	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 336 573	1 363 456	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 925 391	2 070 633	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	162 183 589	152 086 521	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	88 340 306	91 192 353	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	382 148	1 456 128	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	12 074 014	12 930 568	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	314 032 593	357 938 273	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 895 409 123	2 979 638 436	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	2 154 875	2 169 416	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	3 011 799	1 544 444	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	49 362 595	47 613 701	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	69 031	71 093	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	15 000 789	15 874 913	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	17 185 466	17 515 469	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 696 430	10 009 791	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	290 598	264 415	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	42 173 283	43 664 588	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 108 482	2 333 576	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	46 281 765	45 998 164	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	10 660	11 422	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 910 149 475	1 985 710 670	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	345 346 988	363 797 543	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 045 355 114	1 141 435 041	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	338 871 306	386 480 739	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	210 055 248	215 364 774	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	7 491 100 949	7 794 793 025	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	19 604 782 539	20 087 081 880	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	855 362 289	887 389 722	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	2 967 104 513	3 015 199 632	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	283 865 644	297 989 074	

Empresa: Duke Energy Carolinas, LLC								
ID Empresa: 45								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	293 401 305	294 289 658	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	929 484 486	861 230 298	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	340 616 304	306 632 815	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	322 982 691	333 120 270	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	439 480 342	490 374 483	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 845 576	982 737	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 887 902	1 995 917	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 917 612	2 686 618	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	9 886 777	10 949 320	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	10 585 958	11 063 689	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	38 525 089	43 050 259	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	105 313	170 934	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	5 815 639	239 167	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	4 880 477	3 937 870	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	129 524 582	156 188 739	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	7 227 941	5 298 182	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 655 136	2 082 975	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 846 342	8 618 763	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	463	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	6 491 513	6 443 881	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	23 282 426	33 981 445	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 498 465	2 513 820	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	81 498 583	83 506 402	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	19 266 162	20 609 794	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	9 243 050	10 354 669	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	11 456 962	9 439 732	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	532 641 520	491 095 537	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 915 145 590	3 824 485 886	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	2 484 084	2 519 341	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	4 132 895	4 782 092	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	91 668 456	93 485 956	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	159 990	159 149	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	27 618 726	28 380 458	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	28 665 091	28 995 889	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	22 352 679	21 782 414	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	306 732	304 148	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	78 943 228	79 462 909	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 432 343	9 081 806	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	87 375 571	88 544 715	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	18 490	18 022	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 952 644 955	2 027 364 643	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	192 886 446	191 934 666	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 775 466 932	1 841 522 453	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 279 351 102	1 364 210 078	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	360 286 083	464 049 052	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	213 261 570	212 986 436	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	10 271 192 852	10 753 028 333	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	35 600 065 982	36 784 264 556	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	883 427 879	902 960 770	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	4 421 340 159	4 561 335 790	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	204 904 131	232 635 449	

Empresa: Duquesne Light Company								
ID Empresa: 46								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	245 050 326	223 881 921	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	244 012 502	225 054 500	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 031 977	4 794 466	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	304 671	334 750	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	726 072	725 566	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	349 737	356 957	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	125	34	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 213 716	7 329 599	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	58 196	352 472	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 572 696	2 754 423	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	22 326 432	26 475 164	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 558 867	1 344 312	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	65 614	35 076	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 005 648	1 098 647	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	171 311	131 232	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	172 545	274 618	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	414 582	894 824	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 133 845	413 526	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	31 620 244	28 333 965	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	41 641 910	34 761 182	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 104 843	1 057 172	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	115 862 123	120 523 853	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	486 438 914	467 286 558	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	587 359	587 954	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	828 572	871 710	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	14 332 435	14 044 301	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 108 765	4 197 290	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 422 895	6 312 766	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 897 650	2 565 611	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	53 798	77 873	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	13 483 108	13 153 540	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	20 755	19 051	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	13 503 863	13 172 591	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	2 804	2 796	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	429 486 218	438 219 176	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	129 991 116	141 681 455	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	346 619 856	356 957 997	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	22 780 969	35 923 381	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	98 912 847	107 442 890	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	39 893 104	40 503 779	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 421 961 853	2 495 813 491	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 680 893 533	3 934 767 498	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	296 842 705	317 219 509	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	802 459 210	818 401 535	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	69 207 353	70 423 689	

Empresa: El Paso Electric Company								
ID Empresa: 49								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	40 344 956	44 031 189	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	129 977 104	97 244 691	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	18 296 645	32 715 926	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	53 545 204	59 727 142	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	54 977 587	60 911 021	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	711 114	647 365	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 347 020	1 161 023	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	554 929	578 990	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	497 696	563 115	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	530 201	545 599	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 244 593	8 913 829	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	108 785	178 335	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4	64	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	845 607	1 035 161	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 324 313	5 283 036	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	521 946	578 357	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 826	14 105	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	113	1 525	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	259 990	456 795	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 848 320	2 714 772	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	205 373	298 084	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	19 147 935	18 853 450	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	222 341	205 493	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 093 552	2 195 953	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	116 877 842	116 065 254	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	543 481 937	534 811 683	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	402 543	408 529	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	596 573	556 519	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	11 523 460	11 168 683	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	11 286	13 653	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 771 138	2 805 789	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 384 514	2 403 447	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 062 662	1 030 745	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	38 905	38 750	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 546 663	1 533 760	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 803 882	7 812 491	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 111 719	2 786 020	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	10 915 601	10 598 511	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 792	1 877	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	88 342 704	97 583 328	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	117 309 915	123 709 425	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	137 923 722	137 572 400	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	101 563 745	108 986 530	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	49 319 320	52 598 768	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	10 396 414	10 939 583	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 049 504 049	1 111 589 271	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 484 604 114	4 720 359 747	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	203 261 154	223 813 106	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	334 093 075	348 308 611	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	21 169 038	19 409 858	

Empresa: The Empire District Electric Company								
ID Empresa: 51								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	56 327 346	45 619 328	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	46 430 984	50 848 849	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	67 101 650	57 961 436	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	71 468 193	62 220 005	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 036 593	1 149 132	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	209 364	226 589	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 849 583	1 799 945	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	790 876	871 699	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	179 257	151 384	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 706 477	1 779 265	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 272	2 530	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	239 741	220 867	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 845 308	1 982 125	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 533 332	13 578 347	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	976 237	780 629	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	446 466	446 217	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	52 094	55 111	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	255 240	227 331	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 760 632	1 297 046	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	355 252	334 258	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 624 288	8 061 632	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 986 029	3 371 292	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	194 682	153 774	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 108 330	3 000 938	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	46 209 166	49 079 648	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	322 740 896	305 587 844	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	169 346	170 533	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	203 716	173 366	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	5 767 514	6 397 119	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	6 251	9 545	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 836 255	1 825 014	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 577 416	1 588 303	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 064 481	1 073 675	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	24 357	24 325	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	102 430	104 245	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 609 241	4 618 760	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	330 787	331 947	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 940 028	4 950 707	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 149	1 114	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	196 731 665	204 080 321	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	38 986 890	40 557 306	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	60 713 372	63 755 407	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	90 948 312	97 913 858	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	23 335 930	24 632 290	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	19 151 359	19 387 156	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	869 560 639	903 216 374	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 460 016 173	2 712 202 737	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	83 517 218	86 650 771	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	383 485 670	401 956 181	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	30 159 940	30 431 270	

Empresa: Fitchburg Gas and Electric Light Company								
ID Empresa: 54								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	19 314 417	16 659 749	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	19 572 496	16 881 909	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	646 467	542 255	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	86 430	39 694	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	159 919	136 471	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	96 522	107 291	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	12 775	21 324	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	58 567	51 060	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	115 494	74 247	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	42 281	71 551	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 963 788	2 177 368	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	72 999	79 073	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	59 629	54 097	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	80	-	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	49 501	114 588	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 197	2 119	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 618 779	3 066 832	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	4 772 160	3 739 092	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 200 563	992 814	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	340 121	333 531	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	5 397 362	5 546 115	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	46 284 492	42 204 950	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	29 218	29 385	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	12 528	4 517	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	210 869	194 631	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	795	801	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	171 254	164 086	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	108 803	106 099	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	168 248	158 904	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 506	2 152	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 397	2 191	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	453 208	433 432	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 603	11 066	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	460 811	444 498	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	90	85	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	31 940 580	32 958 199	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 898 435	3 081 326	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	11 510 335	11 731 780	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 855 249	1 857 397	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	6 003 102	6 700 244	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	299 456	319 418	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	119 372 902	126 598 697	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	135 624 200	143 496 832	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 104 430	2 196 149	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	49 431 048	53 479 301	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	5 202 969	5 272 206	

Empresa: Duke Energy Florida, LLC								
ID Empresa: 55								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	589 196 371	521 028 254	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	762 178 744	669 777 022	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	671 185 242	768 286 183	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	672 061 078	771 427 944	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	10 051 287	7 336 984	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 229 006	1 503 832	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 380 090	1 643 234	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 645 053	1 871 209	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 372 415	2 459 689	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	17 490 314	21 094 298	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	286 175	569 273	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	539 037	1 227 796	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	5 362 957	3 827 691	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	66 878 691	66 883 191	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	9 461 269	9 112 483	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 515 623	3 027 903	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	6 266 797	6 197 406	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	- 506	-	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 060 528	2 896 923	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	18 435 618	27 049 353	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 694 609	1 358 408	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	57 771 040	59 605 833	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	83 883 229	101 995 347	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 657 402	4 498 719	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	10 636 194	10 333 885	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	242 876 193	257 542 292	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 825 604 273	2 785 955 093	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 721 862	1 743 149	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	2 285 421	2 160 162	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	42 449 926	42 976 256	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	175 126	155 159	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	19 931 985	20 265 419	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	12 070 127	12 093 759	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 292 522	3 196 547	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	24 393	24 406	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 234 156	3 193 830	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	38 553 183	38 773 961	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 436 196	1 886 974	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	39 989 379	40 660 935	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	9 475	9 728	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	743 304 663	820 660 976	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	297 939 598	330 930 552	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	711 575 041	763 928 524	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 013 022 775	1 085 916 159	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	163 382 217	171 562 112	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	391 878 819	377 440 015	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 914 431 776	5 185 189 427	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	14 323 897 300	14 723 505 685	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	444 598 505	432 618 566	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 915 780 411	1 955 467 436	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	134 815 420	142 142 176	

Empresa: Florida Power & Light Company							
ID Empresa: 56							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	204 615 747	210 095 383
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	446 739 847	301 391 572
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 634 771 663	2 341 135 127
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	690 921 736	363 810 900
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	923 073 219	472 418 562
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	15 287 619	15 157 178
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 126 939	3 141 392
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	13 577 113	15 202 723
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	6 647 948	7 840 325
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	657 819	48 817
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	34 465 651	28 903 364
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	9 660 454	9 506 197
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	18 486 753	18 043 167
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	13 720 198	10 313 594
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	111 695 879	110 563 510
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	18 809 069	19 450 464
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	38 655	77 948
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	4 433 556	4 614 364
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	659 438	654 613
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	7 399 628	9 538 080
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 674 914	3 378 289
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	110 574 350	103 437 980
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	102 184 685	53 635 680
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	4 596 879	3 730 080
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 097 035	3 672 685
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	347 310 070	335 632 043
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	5 808 031 861	4 815 116 249
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	4 775 381	4 840 280
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	6 768 828	6 246 790
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	126 928 900	125 368 092
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	128 057	129 070
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	58 846 342	58 687 422
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	47 368 530	47 355 279
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 042 228	3 058 561
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	448 137	446 505
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	23 380	22 807
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	109 820 397	109 662 646
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 584 865	9 617 045
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	119 405 262	119 279 691
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	91 780	92 072
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	22 959	23 858
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 785 647 026	2 074 007 668
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 630 545 998	1 701 983 021
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 259 901 613	2 378 053 323
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	732 677 005	741 653 294
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	438 644 798	452 858 340
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	13 486 655 237	14 536 240 829
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	41 086 202 066	44 773 060 338
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 135 047 487	1 259 300 507
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	5 100 599 900	5 419 280 181
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	431 679 355	464 747 167

Empresa: Georgia Power Company								
ID Empresa: 57								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	125 720 718	138 592 051	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	873 020 418	826 135 670	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	860 894 278	837 925 727	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	864 091 855	879 631 599	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	903 237 275	911 843 686	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 067 936	16 561 463	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 024 983	2 288 111	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 297 937	2 468 614	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 207 824	13 638 511	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 276 469	3 128 630	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	26 209 594	28 989 550	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 110 300	3 082 816	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	17 273 277	19 102 459	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 633 136	12 139 652	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	85 613 752	99 859 020	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 537 912	16 986 026	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 503 405	4 827 913	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	21 924 467	23 049 348	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 694 394	2 040 799	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	54 128	1 499 261	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 507 032	4 373 517	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	154 823 006	154 466 012	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	94 667 011	98 184 415	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	56 592 882	63 587 658	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	30 785 507	29 991 647	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	463 892 117	472 842 430	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 768 823 237	4 638 006 886	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	2 439 238	2 468 873	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	4 062 903	3 836 232	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	92 040 559	93 641 469	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	118 528	118 769	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	26 648 898	27 585 289	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	32 718 620	32 931 705	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	23 804 785	23 745 937	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	461 009	438 601	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	83 804 165	84 872 503	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 054 963	4 813 965	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	87 859 128	89 686 468	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	170 853	170 971	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	16 104	16 244	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 132 870 709	1 178 517 940	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	384 554 090	394 333 676	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 599 853 300	1 667 114 703	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	388 371 832	398 721 979	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	662 879 059	712 850 164	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	9 145 741 108	9 540 570 087	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	31 652 111 545	33 423 230 773	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 300 269 533	1 310 266 457	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	2 993 459 745	3 069 994 275	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	220 757 431	236 707 115	

Empresa: Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp.							
ID Empresa: 59							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	46 640 948	30 960 962
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	46 640 948	30 960 962
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 652 625	1 450 706
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	123 875	80 710
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	478 090	530 319
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	83 922	119 989
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	781	186 775
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	691 179	744 422
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	43 868	34 109
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	243 763	91 030
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 922 369	2 157 521
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 277	36 372
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	21 186	11 647
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	626 072	765 031
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 509	44 279
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	544 288	621 761
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	360 315	312 527
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 660 224	2 368 195
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	205 667	169 057
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	48 565	83 098
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	128 354	167 008
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 132 684	7 885 948
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	84 383 743	69 814 408
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	43 705	43 692
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	9 660	19 764
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	504 970	459 503
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	569	508
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	293 530	284 214
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	514 967	502 269
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	119 040	118 140
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 239	4 501
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	931 776	909 124
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 486	1 118
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	933 262	910 242
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	188	194
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	50 307 110	56 060 107
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	6 063 522	6 897 939
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	11 812 295	12 497 229
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 706 087	3 593 332
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 780 064	5 163 176
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	171 576 043	187 908 011
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	197 251 302	215 485 802
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	17 377 034	18 070 141
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	13 131 483	69 970 658
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	4 631 462	4 920 000

Empresa: Green Mountain Power Corp								
ID Empresa: 61								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 346 597	1 155 782	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 824 039	6 253 936	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 034 052	1 503 505	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	295 657 308	276 769 576	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	296 530 877	277 899 410	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	489 789	667 728	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	331 255	242 349	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	664 245	458 682	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	49 735	53 119	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	69 211	45 863	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 847 634	1 591 937	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 289 951	2 317 594	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	74 021	145 531	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 714 797	1 716 424	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	23 111 781	26 350 531	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	603 060	613 638	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 106	1 176	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	82 975	112 927	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	81	-	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	262 821	168 315	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 487 768	2 038 351	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	173 040	273 621	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 145 056	7 522 871	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 571 740	2 452 239	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	27 898	122 216	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	706 205	338 323	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	43 845 172	39 113 007	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	512 181 234	484 986 520	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	260 216	262 008	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	269 560	219 547	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	5 029 925	4 914 853	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	9 289	6 562	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 521 795	1 493 928	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 535 148	1 537 218	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 167 867	1 186 845	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 137	4 814	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	28	28	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 229 975	4 222 833	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	521 101	465 911	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 751 076	4 688 744	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	634	640	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	174 296 249	184 397 801	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	17 589 954	18 125 020	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	33 047 156	35 835 028	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	81 751 691	81 831 091	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	38 416 596	39 611 749	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	15 616 130	16 220 392	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	731 108 007	777 425 740	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 601 584 984	1 684 848 777	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	110 590 807	124 899 597	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	279 706 337	284 408 811	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	14 827 344	15 845 489	

Empresa: Gulf Power Company									
ID Empresa: 62									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	195 516 712	179 567 793		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	249 036 200	251 979 368		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	135 097 848	142 573 240		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	139 521 719	146 487 878		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 348 755	6 020 564		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	477 081	337 225		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 025 272	2 971 601		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 096 178	1 099 329		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 866 698	1 692 618		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 449 137	5 704 971		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 707 423	3 766 715		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 127 979	933 704		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 931 140	10 816 938		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 550 617	1 724 402		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 150 385	1 158 226		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	845 410	778 181		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 825 353	3 997 778		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	486 311	409 700		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	2 442 671	2 295 174		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	165 876	173 385		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	24 629 189	25 341 094		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	30 098 239	23 676 752		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 390 500	1 131 755		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 469 821	2 629 992		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	91 588 987	85 198 373		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	933 455 045	910 215 053		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	447 558	453 137		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	556 358	602 414		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	14 627 430	15 249 479		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	23 599	15 184		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	15 536	15 112		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 364 991	5 357 622		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 897 658	3 868 588		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 798 022	1 830 299		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	25 201	24 996		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	11 085 872	11 081 505		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 946 065	3 535 264		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 031 937	14 616 769		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	2 495	2 508		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	144 987 349	148 180 710		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 159 696	1 159 696		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	152 613 223	159 563 276		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	228 681 056	237 140 872		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	75 761 678	77 654 452		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	68 067 503	71 691 890		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 195 692 296	1 241 232 425		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 160 271 293	5 124 457 094		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	165 018 963	172 473 641		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	442 479 224	469 051 340		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	42 082 547	43 610 822		

Empresa: Idaho Power Company							
ID Empresa: 70							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	131 286 356	137 688 753
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	54 944 643	41 802 251
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	217 596 604	240 208 728
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	238 214 285	239 005 070
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 289 300	4 226 094
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 339 544	1 544 740
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 968 009	3 606 076
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 889 346	3 076 757
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	784 157	897 759
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 041 032	7 518 466
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	262 071	305 059
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 627	- 1 554 525
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 630 618	3 870 899
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	14 203 471	14 975 930
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	604 456	868 712
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	36 603	28 581
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 897 253	4 026 028
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	289 620	380 105
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 570 522	2 284 318
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	767 987	873 691
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	21 156 549	20 844 622
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	39 574 934	42 924 299
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	79 720	24
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 769 220	4 717 443
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	140 370 401	146 887 131
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	800 524 503	801 502 841
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	520 546	529 901
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 051 718	1 181 741
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	16 570 347	16 563 370
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 977 176	5 004 352
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 059 428	5 916 649
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 195 786	3 243 344
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	32 103	31 405
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 264 493	14 195 750
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 254 136	1 185 879
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	15 518 629	15 381 629
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	3 402	3 299
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	129 331 468	131 275 340
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	48 322 609	49 794 768
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	230 143 168	243 650 263
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	86 298 943	91 705 639
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	85 247 458	87 259 555
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 543 249	4 500 453
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 578 444 916	1 637 131 522
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 485 463 707	5 731 292 950
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	349 519 901	368 694 992
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	590 665 462	610 936 319
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	41 882 379	43 603 291

Empresa: Indiana Michigan Power Company								
ID Empresa: 73								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	146 871 236	130 947 058	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	193 953 638	152 641 822	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	463 005 453	454 568 469	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	468 913 627	461 106 537	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 932 496	2 355 961	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	762 216	798 600	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	473 769	3 577 692	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 130 366	2 159 910	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	457 388	544 396	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 174 829	15 622 481	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 644 250	1 624 528	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	77 902	99 991	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 779 124	1 759 347	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	23 717 131	31 047 350	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 004 815	3 065 858	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	181 181	129 373	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 224 405	1 213 588	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	50 737	88 979	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	546 257	597 416	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	232 089	231 192	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 383 360	15 399 105	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	19 818 595	21 929 122	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	313 643	65 611	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 661 704	2 374 856	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	115 453 141	114 698 240	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 501 061 352	1 435 524 078	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	587 309	589 087	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	2 182 967	1 837 631	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	32 587 913	30 217 089	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	46	45	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 482 893	5 577 764	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 891 497	4 979 076	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 569 944	7 779 710	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	71 279	71 070	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	18 015 613	18 407 620	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	12 389 287	9 971 793	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	30 404 900	28 379 413	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	4 398	4 547	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	393 763 008	416 967 574	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	74 425 135	86 716 317	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	209 410 191	228 330 495	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	93 117 578	95 057 448	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	19 926 761	20 562 372	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 790 562 719	1 899 130 051	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	7 229 425 832	7 631 093 575	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	129 815 141	128 607 375	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	556 129 218	585 424 046	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	49 944 527	52 594 046	

Empresa: Indianapolis Power & Light Company									
ID Empresa: 74									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	301 036 784	211 958 307		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	14 563 466	64 212 269		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	144 802 499	161 971 617		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	146 234 027	167 966 254		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 767 301	2 233 741		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	293 778	223 277		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 651 479	1 458 037		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 320 239	1 288 250		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 499 379	1 446 979		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 636 227	6 336 195		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	41 199	77 018		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	142 364	135 058		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 057 086	2 939 492		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 318 743	16 035 073		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 184 877	3 415 096		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 020 582	1 227 908		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	227 102	194 464		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	629 277	760 064		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	508 476	368 065		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 154 778	1 140 541		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	21 360 165	20 772 904		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 590 108	1 661 434		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	926 623	2 127 249		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	127 068 326	133 657 885		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	816 333 506	822 110 761		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	482 365	486 827		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	516 368	462 350		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	14 939 438	14 673 006		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	25 509	24 671		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 061 853	5 151 841		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 837 152	1 850 515		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 756 434	6 620 213		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	53 280	56 722		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	13 708 719	13 679 291		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	688 842	506 694		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 397 561	14 185 985		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	2 798	2 670		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	195 097 156	202 064 893		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	104 362 743	108 551 478		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	246 984 130	255 132 732		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	58 576 345	79 015 532		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	63 416 838	63 893 907		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 371 028 822	1 433 043 942		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 998 632 064	5 093 696 379		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	216 091 594	243 129 502		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 125 159 055	1 146 986 547		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	68 686 500	39 819 682		

Empresa: Jersey Central Power & Light Company								
ID Empresa: 77								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	392 250	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	31 350	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	967 659 393	912 866 881	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	956 763 710	915 538 644	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	557 195	462 101	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	424 412	424 613	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	384 003	767 235	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 134 098	1 717 623	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	19 846 593	17 380 667	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 597 759	3 611 845	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 064 439	804 188	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 713 895	8 357 482	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	46 961 391	47 850 101	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 463 280	3 124 224	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	169 027	385 830	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 124 958	1 224 261	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	45 308	30 571	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 859 958	1 979 632	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	7 101 912	10 546 019	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 365 051	4 321 131	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	37 930 528	36 852 741	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	142 013 068	141 494 183	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	24 590	102 678	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	912 359	751 432	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	92 157 963	111 548 779	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 368 183 541	1 322 975 254	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 106 242	1 113 459	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 019 527	915 387	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	11 855 031	11 487 823	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	31 431	29 247	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	10 528 913	10 707 691	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 638 686	9 635 487	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 135 349	9 060 452	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 201 431	2 160 462	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	86 150	86 912	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	21 061 616	20 943 313	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	271 370	307 567	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	21 332 986	21 250 880	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	5 818	5 955	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	957 632 643	988 355 582	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	114 244 435	114 531 699	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	521 651 315	528 785 479	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	390 244 525	423 377 681	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	131 012 970	143 501 782	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	196 150 612	204 308 729	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 348 096 273	4 471 902 306	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 960 749 698	6 240 653 084	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	290 874 514	294 821 380	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 317 132 498	1 350 013 205	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	107 430 717	97 455 125	

Empresa: Kansas City Power & Light Company									
ID Empresa: 79									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	27 123 318	26 620 644		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	274 329 274	257 309 380		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 964 108	8 141 715		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	92 558 306	137 841 165		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	100 612 856	93 997 511		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 994 270	4 172 125		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	144 729	140 545		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 573 689	2 799 446		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 136 233	3 789 489		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	358 549	246 194		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 550 672	13 592 169		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	52 807	101 565		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	184 290	125 285		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	825 026	873 044		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	20 892 634	20 513 510		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 505 531	2 525 675		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	255 271	299 866		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 053 597	649 358		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	106 591	6 579		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 025 623	2 124 838		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	967 324	1 362 284		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	366 392	267 313		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	20 273 742	19 996 690		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	32 897 881	49 104 280		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	470 247	487 158		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 170 376	2 787 670		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	160 805 408	168 097 132		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	941 979 590	944 622 571		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	524 999	531 639		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	528 040	710 073		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	21 348 013	22 167 200		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	23 240	23 251		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 212 819	5 329 997		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 568 611	7 552 547		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 833 168	1 839 486		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	83 468	83 403		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 698 066	14 805 433		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 098 667	6 628 443		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	20 796 733	21 433 876		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	3 425	3 524		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	246 716 512	254 414 943		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	275 636 029	285 016 985		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	490 831 008	510 993 769		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	53 153 696	54 689 875		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	124 743 743	115 638 007		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	35 533 850	34 214 987		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 214 531 739	2 297 768 045		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	9 628 839 969	9 913 689 094		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	406 152 320	437 338 804		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	771 621 378	798 168 202		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	48 988 537	52 900 779		

Empresa: Kansas Gas and Electric Company								
ID Empresa: 80								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	27 273 526	26 778 887	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	131 710 868	132 612 901	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	25 226	25 101	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	58 263 143	45 204 298	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	39 410 278	31 128 165	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 171 736	844 545	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	228 176	31 028	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 107 319	2 933 600	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 386 030	2 253 686	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	112 533	148 455	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 066 628	3 001 406	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	150 490	182 011	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	518 717	465 945	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 803 457	2 893 768	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 895 627	21 432 270	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 473 571	1 423 988	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	588 178	768 570	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 896 054	1 966 928	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 759	301 557	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	645 243	313 392	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	4 664 459	6 769 569	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	333 160	251 697	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 960 969	15 625 423	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 712 918	1 620 751	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	579	22	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 936 049	2 708 857	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	106 387 179	102 900 261	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	627 525 849	628 718 097	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	323 160	325 943	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 838 193	834 136	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	12 605 129	12 136 223	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	5 310	5 053	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 055 399	3 074 790	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 135 156	3 168 312	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 433 439	3 468 091	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	33 326	31 981	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 657 320	9 743 174	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 104 306	1 553 860	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	10 761 626	11 297 034	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	2 265	2 287	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	151 831 177	164 624 339	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	47 977 976	49 944 946	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	123 521 687	131 929 224	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	256 308 382	271 769 336	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	30 330 088	35 875 772	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	32 243 283	36 467 964	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	978 018 197	1 048 601 605	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 511 026 552	5 739 891 815	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	111 053 753	120 247 959	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	307 998 327	309 139 522	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	19 067 698	20 290 648	

Empresa: Kentucky Power Company							
ID Empresa: 81							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	158 233 198	114 435 169
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	155 502 301	149 674 900
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	157 679 247	151 706 571
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	642 645	555 751
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	184 894	238 129
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	397 866	1 121 334
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	101 171	115 357
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	149 576	157 706
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 685 951	4 180 377
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 514 941	1 684 554
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	702	2 472
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	540 532	475 219
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	37 695 498	39 508 115
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	112 365	94 505
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	71 015	50 399
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 544	3 134
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 088	29 653
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	79 935	60 914
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 155 442	914 100
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	115 431	78 484
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 130 886	5 707 222
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 908 604	6 543 647
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	46 713	94 050
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	811 607	910 321
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	22 614 651	21 710 706
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	477 663 385	431 143 621
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	170 064	168 879
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	410 764	418 186
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	9 111 750	7 694 233
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 192 126	2 128 530
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 322 718	1 315 497
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 693 461	2 408 194
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	10 496	10 476
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 218 801	5 862 697
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 482 185	1 413 350
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 700 986	7 276 047
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 666	1 342
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	207 103 408	217 777 641
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	6 981 634	7 179 412
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	10 758 838	11 046 886
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	69 718 008	70 267 856
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	24 931 379	24 848 975
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 605 765	3 894 454
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	756 003 835	782 655 295
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 486 893 979	2 592 774 026
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	40 103 141	41 500 104
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	212 283 949	226 689 503
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	26 054 977	26 947 717

Empresa: Kentucky Utilities Company							
ID Empresa: 82							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	434 997 400	371 454 709
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	105 905 279	124 138 860
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	52 003 009	39 174 611
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	54 038 597	41 130 339
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 384 841	1 561 787
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 966 108	2 014 653
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 497 286	5 753 589
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	880	-
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	52 906	57 504
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 774 845	5 838 341
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 167	7 098
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	150 869	17 443
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	979 896	1 154 455
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	31 913 312	31 266 342
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	436 207	486 391
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	92 466	97 356
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	527 155	461 444
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	125 239	397 957
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	3 662 444	5 570 665
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	31 121 050	31 630 339
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	18 532 443	22 509 182
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	307 100	817 344
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 817 019	7 765 196
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	120 848 660	110 091 062
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 016 890 390	948 379 563
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	544 330	547 093
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 338 766	1 294 152
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	23 169 473	22 754 425
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	20 523	22 257
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	53	53
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 368 650	6 416 653
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 996 049	4 041 728
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 009 767	6 733 922
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	43 500	45 166
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 628 429	1 643 895
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	19 046 395	18 881 364
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 763 736	2 556 599
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	21 810 131	21 437 963
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	5 112	4 415
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	337 937 644	355 489 781
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 050 521	2 390 171
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	181 393 661	189 460 534
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	201 248 437	223 638 450
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	77 328 376	79 256 935
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	95 997 823	116 439 694
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 662 186 831	1 746 540 766
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	8 814 348 305	9 085 007 295
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	177 718 823	182 876 993
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	638 252 808	656 862 012
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	42 422 663	44 352 679

Empresa: Kingsport Power Company							
ID Empresa: 83							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	132 144 874	126 566 199
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	132 144 867	126 566 199
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	134 088	238 996
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	33 328	277 964
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	21 737	109 941
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	52 571	80 970
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	75 734	88 944
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	782 903	906 201
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	368 971	406 630
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 205	10 353
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	152 736	160 810
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 961 591	2 565 026
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	80 207	37 535
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	117 002	205 844
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 187	758
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	19 203	13 481
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	213 602	185 264
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	25 179	60 240
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	754	3 150
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 446 346	1 488 238
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	112 194	109 230
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	12 330	10 434
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	39 464	84 174
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 925 272	2 572 438
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	141 232 955	136 913 562
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	47 309	47 489
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	59 415	58 035
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	2 146 409	2 096 587
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	674 371	683 613
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	396 449	401 735
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	980 953	917 959
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 416	8 536
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	26 805	26 709
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 086 994	2 038 552
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 086 994	2 038 552
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	546	454
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	27 266 273	29 186 945
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 868 464	4 984 805
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	8 142 629	8 449 623
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	3 674 908	3 817 484
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	6 562 870	6 727 009
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	8 193 128	8 297 814
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	141 614 957	148 779 895
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	176 806 762	185 239 417
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 747 741	2 946 857
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	53 084 583	56 548 055
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	4 680 174	5 143 080

Empresa: Lockhart Power Company							
ID Empresa: 84							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	186 313	102 252
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	17 484 163	13 748 614
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	17 484 163	13 748 614
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	70 316	72 120
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 011	897
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	33 095	39 866
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	28 352	28 084
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	14 068	17 735
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	131 416	135 276
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	78 615	115 671
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	531 625	450 934
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	50 762	51 599
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 074	2 602
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 122	67
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	98 754	78 386
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 126	12 808
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	489 092	472 219
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 936	5 136
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 650	-
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	29 794	33 001
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 863 577	3 104 664
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	24 644 915	20 966 225
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	6 223	6 218
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	18 771	20 867
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	428 721	400 675
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	385	430
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	3 285	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	67 557	66 273
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	19 945	20 384
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	113 114	108 648
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	256	255
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	200 872	195 560
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	205 408	183 818
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	406 280	379 378
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	72	69
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 456 949	4 601 083
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	-	-
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 051 556	1 075 466
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	2 085 199	2 585 217
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 853 204	1 856 584
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 747 868	1 801 465
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	26 270 902	26 805 094
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	74 172 710	75 385 021
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 035 346	4 008 195
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	14 442 857	15 185 846
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	841 733	864 166

Empresa: Louisville Gas and Electric Company							
ID Empresa: 88							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	293 363 305	265 508 539
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	46 198 399	45 158 928
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	59 903 876	55 379 006
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	61 895 586	56 531 282
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 580 294	1 469 807
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 534 124	1 948 015
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 512 561	5 588 737
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	683 338	457 354
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	183 127	136 418
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 034 065	4 748 413
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	20 070	12 204
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	70 302	10 072
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 084 361	1 130 593
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	23 934 983	21 330 734
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 212 304	1 294 339
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	199 399	157 116
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	745 703	687 246
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 286	696
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	752 563	588 179
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 121 054	1 637 008
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 658 702	11 945 059
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	14 306 252	16 461 479
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	609 852	920 198
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 397 771	6 675 900
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	84 250 434	80 343 474
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	690 055 456	636 982 943
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	401 385	404 756
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	540 458	600 401
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	14 066 634	13 779 861
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	22 438	21 572
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 525	1 395
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 080 624	4 215 244
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 746 408	3 942 673
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 775 815	2 639 668
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	19 334	18 646
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 144 848	1 130 821
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	11 767 029	11 947 052
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 735 184	1 209 441
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	13 502 213	13 156 493
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	2 594	2 543
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	294 631 651	312 278 916
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	83 283 013	79 875 476
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	201 672 610	226 911 351
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	59 554 802	63 672 676
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	42 966 428	44 239 742
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	97 716 092	104 202 592
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 232 856 010	1 300 531 817
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 838 466 054	5 260 386 335
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	17 651 756	20 707 328
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	475 589 914	491 794 133
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	31 797 816	33 427 903

Empresa: Madison Gas and Electric Company							
ID Empresa: 89							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	53 328 159	62 475 568
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 162 917	2 671 121
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	84 992 759	61 764 628
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	86 086 936	62 703 393
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	565 398	565 032
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 745 551	1 686 992
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	156 205	194 532
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	983 196	1 114 771
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	124 044	120 201
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 620 724	2 475 936
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	44 365	43 480
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	47 699	47 030
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	811 930	965 281
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 960 671	4 546 369
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	801 375	583 029
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	235 342	194 798
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	830 490	894 824
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	19 367	19 599
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	5 368 713	6 251 980
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	8 158 080	8 234 720
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	213 568	262 850
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	977 486	968 720
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	34 372 618	34 539 640
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	266 375 824	254 311 903
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	147 728	150 493
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	100 196	95 609
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	3 648 708	3 841 015
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	3 431	3 407
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	786 740	828 888
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 831 276	1 866 075
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	248 442	232 853
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 070	8 188
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	413 119	387 474
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 292 122	3 327 047
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	252 959	414 952
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 545 081	3 741 999
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	659	719
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	45 361 312	46 611 999
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	83 669 200	89 811 487
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	132 018 763	138 348 067
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	26 240 066	29 961 603
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 181 540	3 187 056
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	575 760 143	602 572 340
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 086 622 564	1 130 980 602
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	8 358 309	5 301 037
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	-	-
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	13 370 329	13 389 516

Empresa: Massachusetts Electric Company								
ID Empresa: 93								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	994 954 193	616 311 236	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	994 954 193	616 311 236	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 583 859	11 909 665	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 946 628	5 188 421	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 388 553	7 519 279	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 173 555	744 479	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 420 285	584 558	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	33 718 540	28 912 274	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	470 491	890 027	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	671 138	660 809	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 790 304	4 106 008	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	63 070 564	76 750 443	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 863 682	8 557 305	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 547 250	866 838	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 464 074	6 560 116	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	684 953	758 731	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 602 037	2 865 968	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 673 931	867 876	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	222 825	173 340	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	100 306 882	87 110 856	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	275 385 275	256 142 160	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 473 465	2 222 468	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 938 756	6 759 205	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	273 312 913	294 710 361	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 238 486 476	1 871 065 338	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	966 910	757 269	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	378 060	283 863	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	9 104 410	6 804 738	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	27 233	34 284	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	18	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 275 494	4 742 974	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 134 939	1 548 860	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	269 120	179 973	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	16 575	11 180	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 696 128	6 482 987	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 989	3 586	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 699 117	6 486 573	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	4 375	4 541	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	787 771 284	816 380 522	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	205 599 948	208 623 292	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	604 734 849	651 287 609	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	58 342 424	59 323 663	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	137 046 992	138 823 771	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	98 037 641	95 725 615	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 775 362 613	3 943 920 062	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 084 161 775	4 264 170 500	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	203 561 503	205 943 271	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 546 153 850	1 580 246 219	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	117 794 982	122 019 257	

Empresa: MDU Resources Group, Inc.									
ID Empresa: 95									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	37 448 796	46 240 749		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 456 939	3 996 875		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	45 330 680	25 274 022		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	46 922 400	27 308 055		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 462 678	1 467 425		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	721 793	615 486		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	681 848	668 727		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 554 399	1 562 352		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	216 796	170 320		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 447 743	3 275 619		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	304 143	196 213		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	499 630	499 277		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	329 934	217 128		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 443 523	3 423 623		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	926 151	917 863		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	164 639	198 463		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	837 546	1 037 100		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	17 919	11 678		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 146 987	4 897 460		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	253 014	255 517		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	154 353	106 519		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	798 665	1 074 010		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	21 965 677	24 873 232		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	172 387 413	190 762 783		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	140 690	142 948		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	240 104	227 910		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	3 556 162	3 531 465		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 173 860	1 132 571		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 499 620	1 491 763		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	550 348	544 207		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	31 379	31 143		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	54 470	52 840		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 316 017	3 258 537		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	41	45 018		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 316 058	3 303 555		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	612	597		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	30 964 325	33 163 458		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	223 988	223 988		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	105 239 104	112 615 689		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	17 913 978	18 300 268		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	7 484 880	7 662 005		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	375 612 464	398 382 331		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 658 074 159	1 741 353 137		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	30 186 573	29 202 520		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	137 872 925	144 645 599		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	9 952 677	10 669 535		

Empresa: Metropolitan Edison Company								
ID Empresa: 96								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	375 918 399	336 347 756	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	362 486 103	325 798 630	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	123 189	108 444	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	852 118	677 944	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	52 833	72 617	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	- 184 895	-	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 415 886	5 786 028	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	537 279	540 950	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	484 960	341 652	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 682 164	3 896 717	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	19 275 880	25 920 651	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 080 927	2 079 079	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	177 644	220 459	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	234 175	239 704	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	12 040	5 084	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 200 762	2 032 519	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	2 423 133	3 312 876	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 254 848	2 256 172	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	30 404 974	27 391 265	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	34 511 588	33 168 376	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	39 086	73 787	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	553 739	571 021	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	49 373 402	58 328 955	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	540 294 480	514 728 179	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	559 325	562 850	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	405 480	522 135	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	5 472 557	5 258 785	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	7 404	8 167	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	- 9 232 267	- 9 414 576	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 514 991	5 527 901	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 994 882	3 042 610	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 308 797	5 304 243	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	28 517	29 215	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	13 847 187	13 903 969	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	444 753	239 090	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 291 940	14 143 059	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	2 798	2 947	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	538 020 605	561 920 999	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	31 093 126	31 654 963	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	226 219 407	239 391 373	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	133 149 236	132 997 836	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	15 190 372	37 327 782	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	13 259 736	13 969 214	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 060 482 625	2 145 453 375	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 775 768 422	2 880 451 853	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	201 430 290	188 105 004	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	605 184 682	631 049 497	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	48 999 017	48 359 673	

Empresa: ALLETE, Inc.							
ID Empresa: 98							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	130 174 522	151 319 350
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	201 017 666	198 327 975
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	203 113 980	199 562 375
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 179 173	949 017
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	284 147	264 689
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	106 468	135 575
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 800	800
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	6 631 904	6 147 290
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	406	2 456
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	865 505	639 291
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	114 729	77 435
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	10 856 965	14 608 665
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 190 353	1 684 567
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	646	1 125
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	794 931	738 775
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	781 918	724 056
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	2 200 039	3 558 373
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	19 222	18 940
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	5 473 122	5 801 696
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	8 401 534	4 018 174
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	126 714	162 664
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 130 672	1 182 970
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	73 415 863	60 228 053
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	597 359 813	605 769 040
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	145 054	145 639
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	316 720	487 187
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	14 709 344	14 656 195
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	23 065	21 673
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 026 454	1 015 465
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 254 681	1 243 045
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 073 273	5 855 829
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	15 801	15 588
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	54 471	51 455
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 424 680	8 181 382
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 944 879	5 965 953
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 369 559	14 147 335
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 631	1 520
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	90 102 573	92 015 887
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	10 526 764	10 528 434
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	91 322 078	95 260 625
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	120 890 442	142 853 495
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	50 448 845	56 118 157
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 341 476	3 826 969
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	532 652 624	563 840 678
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 243 946 043	4 335 837 182
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	190 651 268	196 768 824
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	223 811 749	231 130 973
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	17 571 222	18 589 172

Empresa: Mississippi Power Company									
ID Empresa: 99									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	224 283 034	150 390 914		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	218 355 245	192 895 521		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 733 722	33 836 818		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 356 049	37 612 722		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 136 972	1 926 842		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	64 954	108 029		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	665 088	803 874		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	564 041	727 379		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	141 612	153 907		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 371 692	8 469 019		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	62 102	54 779		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 739 809	1 704 794		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	724 033	1 170 837		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 210 020	10 965 738		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	668 247	669 866		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	301 514	277 136		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 428 170	1 411 720		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	76 109	35 912		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	286 204	716 200		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 417 230	3 145 559		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	535 391	576 099		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 745 701	16 768 872		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 273 435	10 008 396		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 741 827	4 292 993		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 204 145	4 796 244		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	95 355 959	100 981 931		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	729 806 317	678 059 454		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	187 022	187 621		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	719 799	599 133		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	17 232 204	15 492 410		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	24 616	26 791		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 024 584	2 051 275		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 806 471	2 842 168		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 957 787	4 905 960		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	39 756	39 219		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 828 598	9 838 622		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 659 190	5 027 863		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	16 487 788	14 866 485		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	2 620	2 453		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	139 829 565	142 291 673		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	541 193	531 873		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	74 716 966	76 703 077		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	225 364 169	231 662 442		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	26 720 393	27 009 600		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	54 049 418	56 983 986		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	890 074 913	915 056 966		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 718 962 471	4 691 928 179		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	448 329 278	464 809 542		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	365 163 958	380 885 328		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	30 888 101	32 027 795		

Empresa: Entergy Mississippi, Inc.							
ID Empresa: 100							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	185 687 194	221 275 446
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	389 874 746	297 816 626
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	497 136 760	172 903 719
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	6 907 358	6 841 068
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	255 832	212 102
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	999 491	374 482
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	648 403	781 152
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	814 829	471 151
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 245 284	2 291 117
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	560 650	447 398
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	692 408	605 956
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 128 185	756 526
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	17 264 285	23 951 505
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 658 535	1 257 717
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	780	6 158
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	665 228	678 063
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	843 233	830 096
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	986 285	1 083 823
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	5 497 572	8 325 415
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	35 996	45 932
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	23 580 202	21 020 554
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	8 835 107	6 800 606
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	943 927	587 207
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 375 807	2 627 967
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	79 355 054	80 509 661
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	940 285 325	642 067 673
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	444 172	446 654
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	826 001	842 370
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	15 810 778	15 318 340
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	15 560	13 717
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 661 182	5 616 527
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 912 777	4 894 043
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 282 618	2 492 654
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	85 288	85 247
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	347 905	353 271
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	13 289 770	13 441 742
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 679 447	1 020 511
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 969 217	14 462 253
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	3 180	3 089
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	327 267 079	342 817 135
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	25 637 198	28 980 119
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	66 505 798	71 774 053
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	302 087 279	334 229 920
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	70 786 811	67 670 591
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	46 690 011	50 001 652
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 703 689 208	1 802 685 174
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 032 212 515	4 269 632 123
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	101 473 686	113 296 034
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	456 260 963	472 361 833
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	54 376 897	57 301 193

Empresa: MONONGAHELA POWER COMPANY							
ID Empresa: 101							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	530 777 409	566 335 007
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	274 932 933	267 993 183
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	255 355 152	278 620 509
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	97 702	84 771
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	285 642	94 559
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	904 302	492 964
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	454 236	462 265
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	13 794 068	13 691 078
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	312 340	281 522
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 715 970	2 773 947
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	43 425 862	42 790 555
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	269 366	321 940
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	28 717	39 103
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	873 808	853 712
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 180 489	908 634
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 716 118	1 331 495
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	21 218 668	16 539 088
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 888 814	3 689 260
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	12 796	47 149
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	586 192	672 647
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	49 864 438	45 147 841
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 163 130 462	1 188 980 407
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	389 373	389 762
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	575 374	359 145
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	16 739 907	17 794 124
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	659	657
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 660 555	3 716 539
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 815 489	2 856 537
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 971 812	4 979 620
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	22 455	21 266
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	11 470 311	11 573 962
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 693 563	5 860 360
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	16 163 874	17 434 322
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	2 073	2 053
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	498 172 485	544 582 119
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	10 385 429	10 739 092
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	71 342 909	76 435 949
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	67 864 775	72 995 516
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	13 036 100	13 904 253
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 619 551 597	1 701 306 791
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 956 844 663	5 137 222 563
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	92 585 826	89 682 727
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	549 454 847	569 412 619
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	38 069 077	39 690 480

Empresa: Mt. Carmel Public Utility Co							
ID Empresa: 105							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 263 165	4 643 131
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 263 165	4 643 131
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	22 783	-
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	245 777	143 625
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	55 958	74 909
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	27 956	33 960
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	26 975	34 833
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	116 391	180 397
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	23 752	-
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 781	38 323
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	702 784	849 563
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	40
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 486	10 297
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	86 558	114 365
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	369 664	520 495
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 152	11 148
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 818	2 851
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	100 285	124 772
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 727 008	2 512 740
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 568 803	10 173 984
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	5 373	5 378
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	7 166	8 233
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	107 817	104 743
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	474	488
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	275	271
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	49 772	49 634
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	15 719	15 552
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	30 219	26 380
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	620	573
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	96 330	92 139
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 572	3 612
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	99 902	95 751
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	25	24
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 409 594	6 070 469
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	92 851	97 092
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	521 412	546 740
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 312 724	1 346 945
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	120 023	117 248
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	20 743 874	21 741 565
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	34 469 609	35 481 456
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 477 915	5 386 239
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	9 828 632	10 191 743
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	568 524	623 886

Empresa: The Narragansett Electric Company								
ID Empresa: 107								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	448 897 659	332 840 734	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	448 897 659	332 840 734	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 604 208	1 739 133	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 301 331	1 149 970	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	995 526	3 283 676	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	505 536	357 037	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	209 642	99 166	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 982 763	6 901 716	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	224 715	342 898	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	358 522	455 954	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 282 211	1 336 120	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	17 793 221	25 241 880	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	866 526	2 390 497	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	274 742	431 001	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 375 155	2 244 001	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	85 932	59 096	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	632 002	827 645	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	3 796 395	3 545 490	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	33 607	77 721	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	21 032 512	20 198 379	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	88 756 558	72 972 100	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	731 188	472 559	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 735 984	2 050 886	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	90 145 925	106 125 370	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	730 596 117	624 996 115	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	449 020	430 877	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	486 503	244 199	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	4 990 782	4 211 492	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	12 012	12 530	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 839 933	2 698 285	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 474 738	1 127 196	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	168 772	123 246	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 824	6 036	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 492 267	3 954 763	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 492 267	3 954 763	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 738	1 802	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	302 321 581	302 399 840	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	74 652 499	72 219 588	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	162 725 364	166 960 582	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	135 474 101	135 520 856	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	55 331 621	56 921 170	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	59 384 963	52 406 503	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 401 914 307	1 519 900 256	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 283 471 494	2 416 413 398	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	66 262 712	65 856 142	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	614 694 972	625 699 916	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	45 576 235	46 626 933	

Empresa: Nevada Power Company, d/b/a NV Energy							
ID Empresa: 108							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	46 780 772	45 960 836
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	399 697 270	363 827 878
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	512 816 671	558 080 185
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	708 200 892	439 995 809
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 700 692	2 605 972
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	653 840	819 364
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 278 460	1 512 457
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	664 267	1 765 890
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	508	223
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 465 208	4 875 961
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	410 918	198 212
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	27 675	20 434
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 545 409	2 133 606
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 239 527	2 250 425
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 866 330	1 492 819
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 272 832	2 155 103
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 990 385	1 854 152
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	12 371 420	5 064 535
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	180	69 719
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	39 787 225	40 886 891
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	62 222 880	62 873 156
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	146 622	193 074
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 782 805	3 935 371
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	99 676 432	99 465 935
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 508 665 557	1 221 146 059
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	888 023	903 198
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	489 601	709 296
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	25 991 622	25 794 843
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	20 400	23 463
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 245 835	9 393 283
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 635 313	4 663 136
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 570 661	7 313 154
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	157 260	156 658
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	56 902	55 302
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	21 665 971	21 581 533
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 815 650	3 480 551
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	25 481 621	25 062 084
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	5 864	6 124
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	109 651 568	111 294 135
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	159 373 956	168 785 336
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 285 034 110	1 327 362 958
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	66 067 041	65 916 201
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	117 415 739	123 112 999
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 041 514	1 044 433
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 114 082 523	3 227 225 466
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	9 158 795 846	9 432 177 305
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	322 453 955	331 624 625
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	990 438 404	1 059 215 125
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	77 943 352	81 218 604

Empresa: Entergy New Orleans, Inc.							
ID Empresa: 114							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	58 240 300	38 947 190
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	271 783 222	299 470 767
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	266 817 370	268 710 865
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 476 780	2 182 029
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	83 465	76 263
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	21 518	1 357
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	346 326	532 424
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	139 327	131 618
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	673 400	898 298
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	212 040	177 361
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	481 397	596 054
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	492 323	418 119
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 821 942	4 224 835
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	976 147	1 469 649
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 097	14 128
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	628 232	539 355
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	150 131	184 387
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	109 158	121 591
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	431 975	774 686
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 827	2 933
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 252 012	11 180 344
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 302 643	6 855 273
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	519 076	292 993
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	689 345	748 434
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	36 414 011	38 690 683
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	415 542 011	404 886 556
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	180 727	198 417
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	69 778	243 150
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	7 212 813	7 198 270
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	4 409	7 349
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 103 861	2 230 878
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 167 175	2 267 545
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	461 236	440 608
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	31 442	31 524
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	782 858	762 807
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 549 124	5 735 914
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 589 502	1 211 857
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 138 626	6 947 771
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 069	1 142
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	65 933 263	70 859 050
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	70 004 974	70 393 675
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	98 858 646	102 059 982
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	23 736 676	31 100 341
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	34 274 800	34 819 500
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 444 133	3 469 802
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	621 719 763	649 669 827
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 051 238 529	1 237 397 507
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	43 641 009	45 882 380
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	198 082 317	210 849 688
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	15 487 983	19 459 928

Empresa: New York State Electric & Gas Corporation								
ID Empresa: 115								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	122 152	24 532	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	409 077 019	349 255 919	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	441 120 690	386 699 310	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 240 093	9 029 071	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 154 010	9 590 710	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 263 710	11 477 213	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	276 435	265 996	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 172 736	533 262	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 101 605	11 821 128	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	368 343	369 898	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 225 811	2 254 634	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 889 225	5 233 538	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	61 706 929	86 965 449	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 136 311	1 058 355	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	75 832	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	1 999 301	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	65 089	6 516	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 743 222	28 257 989	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	1 008	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	71 347 863	57 894 132	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	95 108 738	76 754 854	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 164 542	5 891 577	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 873 580	12 990 892	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	111 757 347	96 599 131	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	902 335 451	857 392 001	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	885 400	890 260	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	390 145	713 238	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	18 312 153	18 204 570	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	34 809	35 412	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 776 889	6 618 669	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 482 786	4 443 321	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 041 316	3 036 403	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	72 024	69 565	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 327 144	1 308 160	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	15 735 269	15 511 979	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 151 930	1 943 941	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	17 887 199	17 455 920	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	2 843	2 967	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	536 201 074	547 386 953	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	28 610 650	28 981 063	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	143 202 612	146 033 735	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	105 503 114	105 803 993	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	48 958 134	47 559 768	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 364 133 405	2 451 322 959	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 649 535 543	3 830 365 080	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	180 478 993	180 974 456	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 287 302 323	1 301 539 082	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	65 703 562	49 979 848	

Empresa: Niagara Mohawk Power Corporation									
ID Empresa: 117									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	751 963 762	678 855 535		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	751 963 762	678 855 535		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 058 696	13 150 242		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 379 079	6 550 590		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	12 390 545	8 384 048		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 275 540	8 760 173		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 276 609	6 353 234		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	35 681 393	35 037 528		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 173 269	420 711		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 092 347	2 600 724		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 250 123	6 730 492		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	94 438 537	108 442 861		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 156 192	7 493 424		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 100 710	2 134 710		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 824 097	9 710 456		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 161 357	1 357 184		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 078 389	2 612 629		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	19 869 414	27 196 133		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	380 562	428 889		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	69 483 500	83 312 934		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	228 877 435	44 992 754		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 091 600	1 726 738		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	12 249 430	13 170 241		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	365 358 981	370 610 952		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 744 148 376	1 495 746 788		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crntyr	1 290 251	1 323 550		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	389 575	548 722		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	13 874 985	14 164 331		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	21 378	14 795		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 157 873	9 291 884		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 895 868	3 068 317		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	917 905	895 836		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	65 073	57 903		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	13 036 719	13 313 940		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	427 313	286 874		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	13 464 032	13 600 814		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	6 595	6 641		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 203 560 574	1 182 354 741		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	182 613 321	193 523 899		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	576 493 763	602 332 786		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	992 197 788	992 197 788		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	143 356 465	148 003 711		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	244 271 612	251 731 468		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 593 390 926	5 722 203 084		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	8 556 258 224	8 841 673 683		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	337 940 170	294 733 117		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 784 611 601	1 816 380 671		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	118 740 627	122 554 265		

Empresa: Northern Indiana Public Service Company									
ID Empresa: 119									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	257 439 809	239 383 410		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	66 860 506	66 225 122		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	166 815 984	192 414 059		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	168 577 533	195 102 617		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 611 960	3 347 335		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	761 388	685 749		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	527 997	181 650		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 403 151	1 922 529		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	236 439	417 871		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 049 826	4 384 639		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	48 898	-		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 734 796	1 901 257		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 896 721	1 801 294		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	21 641 599	22 192 387		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 989 141	1 957 251		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	25 149	12 737		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	61 263		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	347 599	518 115		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	3 286 590	4 498 500		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	429 126		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	19 139 622	17 247 667		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	371 103	543 201		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	927 533	1 222 168		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 313 706	3 362 410		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	211 596 446	220 922 935		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	990 349 127	1 045 966 822		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	461 452	464 148		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	866 755	913 075		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	17 625 182	17 744 269		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 309 929	3 514 821		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 866 823	3 878 747		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 249 137	9 281 765		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	63 390	63 200		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	20 755	19 684		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	16 563 594	16 812 196		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	194 833	18 998		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	16 758 427	16 831 194		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	21 016	20 913		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	3 055	3 170		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	213 538 342	221 710 162		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 413 039	6 515 084		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	291 116 259	320 190 984		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	180 595 570	180 595 570		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	78 959 592	77 677 298		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	43 784 302	46 704 056		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 736 476 312	1 848 125 043		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	7 281 610 039	7 389 655 793		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	157 494 147	80 432 095		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	954 337 459	951 532 759		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	45 920 951	44 993 441		

Empresa: Northern States Power Company (Minnesota)								
ID Empresa: 120								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	106 424 403	116 981 547	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	334 484 832	292 786 848	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	163 685 273	145 528 076	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	765 036 899	670 501 522	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	855 477 016	745 621 389	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 147 712	9 779 861	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 032 582	3 461 795	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	976 590	2 322 654	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 189 811	7 511 589	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 432 902	3 717 411	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 931 941	12 289 770	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 842 845	4 030 969	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	616 392	367 998	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 353 473	9 177 185	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	34 051 009	38 163 776	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 968 062	10 162 873	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 537 324	2 364 795	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 382 391	3 333 688	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	238	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 239	8 179	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	14 951 917	22 401 516	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	105 988	109 271	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	55 349 827	55 996 152	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	69 453 854	89 935 595	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 110	1 482	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 598 608	1 453 214	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	263 078 993	265 531 700	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 819 830 594	2 729 898 703	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 441 799	1 454 285	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	633 889	1 143 438	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	46 430 760	48 634 158	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	50 110	48 463	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	337 368	278	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 987 615	10 107 329	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	15 459 681	15 377 004	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 921 526	8 889 667	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	166 270	163 263	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	74 272	77 156	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	34 619 698	34 621 919	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 864 428	6 897 102	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	39 484 126	41 519 021	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	7 298	7 680	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	418 881 334	436 929 363	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	261 465 818	285 899 131	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 065 018 642	1 114 687 520	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	821 596 137	899 325 343	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	110 565 337	111 266 652	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	60 791 096	70 068 994	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 677 421 725	3 868 125 247	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	16 418 181 622	17 247 002 362	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	438 601 998	489 399 251	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 489 876 107	1 547 737 277	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	103 256 567	107 208 875	

Empresa: Northern States Power Company (Wisconsin)								
ID Empresa: 121								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	11 043 347	9 849 216	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 395 544	2 502 157	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 519 192	2 258 578	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	429 152 527	423 765 236	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 275 799	1 879 009	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	678 799	666 473	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 006 739	742 208	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	736 695	875 726	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	127 178	362 291	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	4 257 752	6 869 546	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 294 995	1 094 882	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	88 410	39 837	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 156 790	531 624	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	9 596 983	8 879 945	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 470 794	1 479 109	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	11 691	18 360	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 031 106	239 814	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 672	6 821	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	6 499 233	8 596 986	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	62 809	80 575	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	9 835 156	9 335 688	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	11 158 306	12 318 283	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	72 065	54 646	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	641 924	992 140	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	44 910 611	41 366 667	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	601 302 482	610 893 782	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	255 036	256 540	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	511 595	681 128	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	7 165 478	7 328 803	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	6 583	6 133	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 863 281	1 868 561	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 877 448	2 856 647	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 867 679	1 884 755	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	25 779	18 929	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	10 939	10 701	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 647 300	6 641 542	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 647 300	6 641 542	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 323	1 328	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	128 103 845	133 566 561	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	18 799 237	19 896 981	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	108 850 363	112 654 827	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	357 127 770	345 132 326	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	36 175 611	36 547 542	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	9 997 346	14 064 777	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	820 543 771	861 944 923	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 370 810 758	2 501 933 426	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	96 176 641	102 051 845	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	395 183 503	413 528 898	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	26 818 838	28 401 502	

Empresa: Northwestern Wisconsin Electric Company									
ID Empresa: 123									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	17 053	17 845		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 622 844	10 474 766		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 634 060	10 491 099		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	20 607	23 685		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 191	4 288		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	265 537	271 079		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	55 141	61 692		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 078	4 122		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	202 438	212 768		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	100	100		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 309	16 380		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 593	5 515		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	746 275	703 878		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	94 200	80 124		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	22 545	15 588		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	515	1 154		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	689	951		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	32 740	58 423		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	390	283		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	643 016	602 391		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	315 664	310 436		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 028	7 342		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	41 152	50 298		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 604 121	1 586 933		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	14 959 091	14 796 934		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	13 563	13 685		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	15 963	13 286		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	189 414	188 915		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 072	1 031		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	75 015	76 762		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	46 869	48 120		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	43 595	42 729		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	911	901		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	166 390	168 512		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 989	6 086		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	172 379	174 598		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	37	38		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	8 235 405	8 415 471		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	-	-		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	8 991 087	9 406 611		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	10 640 971	10 690 925		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 229 159	1 348 317		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	798 308	804 764		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	39 068 228	40 447 310		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	68 315 780	70 246 903		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 594 785	4 888 998		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	17 047 148	18 035 696		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	1 403 246	1 470 631		

Empresa: Ohio Edison Company								
ID Empresa: 126								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	19 999 840	15 692 695	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	335 036 156	284 039 117	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	335 335 306	285 562 091	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	244 561	201 327	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	430 136	103 698	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	418 444	580 664	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 536 350	1 461 609	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 135 041	6 621 864	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 532 031	4 517 706	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 006 612	888 016	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 344 323	5 666 842	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	26 202 295	24 531 876	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 647 710	1 601 666	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	225 627	391 637	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 309 994	1 394 967	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 060 041	1 614 881	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 755 496	2 431 935	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 836 743	3 161 618	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	33 194 771	34 184 223	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 238 277	9 420 048	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 192 082	1 304 102	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	511 448	489 804	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	70 226 409	99 745 065	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	929 323 750	874 649 172	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 037 217	1 041 124	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	274 395	199 773	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	8 146 238	7 213 382	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	20 488	13 586	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	- 19 204 798	- 19 451 398	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 221 743	9 428 754	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 662 100	6 747 842	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 265 885	7 910 303	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	141 923	139 874	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	24 291 651	24 226 773	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 764 502	2 224 648	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	27 056 153	26 451 421	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	5 490	5 821	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	704 295 975	731 373 055	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	66 475 754	66 784 197	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	297 009 487	315 323 042	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	96 463 152	97 631 822	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	147 047 463	153 737 923	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	72 111 140	73 935 918	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 676 291 183	2 771 601 155	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 235 730 817	3 354 078 092	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	184 873 972	198 363 587	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	967 768 436	1 011 106 260	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	72 890 291	76 005 655	

Empresa: Ohio Power Company							
ID Empresa: 127							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 132 271 129	804 499 706
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 143 663 822	814 702 419
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 712 988	8 499 696
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 986 016	1 846 748
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	979 948	1 926 189
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 738 235	2 126 485
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	257 077	90 467
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	45 601 749	56 542 854
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 012 932	6 840 963
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	193 194	262 539
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 424 871	6 101 556
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	103 918 091	93 088 509
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 338 079	5 019 542
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	734 928	1 130 400
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	26 432	22 716
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	71 081	110 436
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 004 341	3 877 468
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	717 665	827 824
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	229 628 877	249 681 385
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	63 564 824	63 769 266
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 137 882	2 532 437
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 341 471	3 766 608
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	79 307 435	79 284 253
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 889 074 672	1 614 777 592
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 464 072	1 467 728
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	758 583	986 047
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	16 593 726	15 788 958
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	29 850 608	31 067 965
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 173 918	14 314 364
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 471 376	14 671 914
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 650 884	14 279 702
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	119 002	122 141
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	702	510
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	43 415 882	43 388 631
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 269 869	2 482 245
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	45 685 751	45 870 876
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	3 515	3 306
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	712 761 292	738 355 096
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	222 931 260	246 153 237
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	600 664 265	632 464 651
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	186 507 407	191 472 410
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	39 718 085	39 897 757
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 284 075 232	4 454 773 907
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	6 886 889 913	7 178 581 271
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	290 149 076	303 534 726
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 478 930 753	1 521 238 974
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	109 935 954	127 553 063

Empresa: Oklahoma Gas and Electric Company							
ID Empresa: 130							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	321 952 821	347 189 638
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	141 268 946	127 125 145
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	355 882 492	343 109 357
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	436 971 496	434 760 792
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 527 361	6 365 241
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 165 332	2 290 308
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	287 536	306 632
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 003 423	3 066 957
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	288 295	70 802
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 581 760	7 376 971
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	730 876	760 155
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 176 267	8 097 808
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 000 836	4 283 461
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	31 800 592	37 281 902
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 688 122	1 499 327
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 458 970	1 419 598
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	659 006	552 698
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	5 461 263	11 527 660
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 741 535	2 604 975
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	20 170 578	21 973 191
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	39 926 888	50 080 610
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 682 333	4 712 854
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	378 632	327 641
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	133 349 151	141 320 032
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 434 106 507	1 506 379 223
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	820 073	830 057
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 119 475	1 095 772
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	30 120 762	30 986 253
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	47 209	47 444
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	87 022	80 562
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 158 424	9 290 146
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 372 031	7 550 096
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 029 321	6 811 735
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	64 386	57 837
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 046 232	3 092 933
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	26 670 394	26 802 747
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 196 662	2 959 728
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	28 867 056	29 762 475
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	6 537	6 538
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	460 944 161	484 558 259
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	205 322 655	218 229 722
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	725 544 729	764 422 264
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	146 869 900	150 726 512
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	171 166 573	180 487 426
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	229 085 497	239 244 992
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 727 680 150	3 893 274 077
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	10 179 117 064	10 572 622 938
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	343 480 037	370 543 840
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 220 834 875	1 301 309 586
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	107 077 659	113 614 935

Empresa: Orange and Rockland Utilities, Inc				Ref. Base de Datos		2015	2016	
ID Empresa: 131				Row_number	Tabla	Col		
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral						
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel		25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel		5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel		63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power		76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	136 369 527	115 545 923
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)		79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	136 787 020	115 897 607
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering		134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 085 015	7 010 338
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses		136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 037 401	1 406 337
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses		137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 463 341	1 918 768
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses		138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 512 965	1 474 012
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses		141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	33 848	46 144
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses		142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 004 689	3 977 259
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents		143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	32 395	32 858
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering		146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment		148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 021 801	1 134 418
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines		149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	31 007 994	24 801 956
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines		150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 984 317	2 960 715
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers		151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	23 160	9 078
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching		135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures		147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant		154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)		-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters		153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)		164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	17 271 487	18 009 886
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)		171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	35 242 522	32 295 223
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)		178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	25 714	18 865
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses		140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 112 757	3 129 056
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)		197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	77 737 431	65 884 338
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)		198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	335 919 909	297 107 359
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds		14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	227 968	229 536
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses		27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	23 239	140 243
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)		28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	4 452 473	4 469 917
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)		26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	13 394	14 098
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge		25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales		2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 662 539	1 683 233
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)		4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 861 036	1 880 901
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)		5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	388 360	401 768
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting		6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	22 430	22 302
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities		7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	93 963	93 315
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers		10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 028 328	4 081 519
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale		11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	387 512	234 057
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity		12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 415 840	4 315 576
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways		8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]		-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 405	1 435
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices		65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	172 427 879	177 765 292
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit		66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	25 805 471	26 080 340
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices		67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	128 461 820	133 799 115
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115		-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters		70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	32 775 690	33 766 452
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems		73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	16 256 498	15 978 098
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)		75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	861 549 734	906 006 028
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)		104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 203 006 520	1 263 402 430
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)		99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	59 264 206	59 127 540
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution		26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	262 492 689	276 610 302
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant		8	f1_dacs_epda	Depr_expn	24 017 915	22 796 794

Empresa: Otter Tail Power Company								
ID Empresa: 132								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	42 347 510	53 727 773	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	793 888	1 422 735	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	78 149 806	63 225 919	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	78 724 347	63 721 848	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	328 199	277 252	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	258 974	310 375	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	319 375	273 050	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 933 240	1 937 284	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	191 828	215 285	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 311 530	3 677 204	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	235 262	241 832	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	755 253	823 850	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	748 264	804 090	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 330 118	4 188 930	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 005 602	1 029 141	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	87 213	74 444	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	240 934	224 423	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	84 207	123 052	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	2 598 098	3 788 010	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	823 318	736 064	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	12 791 342	12 476 086	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	8 864 128	10 780 801	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	312 768	344 660	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	805 861	840 341	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	42 025 282	44 694 847	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	260 026 810	269 222 158	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	130 822	131 354	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	738 444	55 837	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	5 459 766	5 022 744	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	11 858	11 277	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 272 912	1 220 946	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 588 296	1 572 211	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 665 699	1 893 184	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	25 851	25 088	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	40 846	38 993	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 593 604	4 750 422	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	115 860	205 208	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 709 464	4 955 630	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	897	903	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	49 145 268	49 842 694	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	-	-	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	71 676 281	74 699 090	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	142 719 867	152 028 848	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	32 960 850	33 498 134	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 156 979	5 464 003	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	451 799 099	466 263 471	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 819 086 230	1 858 680 196	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	88 908 832	84 855 576	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	194 662 831	203 012 975	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	10 779 201	11 027 172	

Empresa: PacifiCorp									
ID Empresa: 134									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	893 792 204	820 850 664		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	272 426 195	252 938 388		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	623 108 136	580 289 645		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	672 566 866	625 232 752		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 287 882	10 211 712		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 235 949	4 455 539		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 808 598	7 582 880		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 628	1 120		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 551 937	13 509 277		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 670 374	4 583 209		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 315 582	3 318 918		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 710 663	5 375 453		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 414 124	10 617 895		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	91 628 672	80 772 052		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	22 910 745	25 704 585		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	922 335	1 075 858		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 746 191	11 608 861		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 230 204	1 997 387		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 240 622	6 136 247		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	9 553 426	10 057 292		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 294 012	5 970		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	81 366 000	83 187 011		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	135 712 011	147 414 565		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 584 411	6 053 312		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	134 217 341	129 632 900		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 987 243 744	2 845 495 474		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 812 975	1 840 754		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	4 298 494	3 792 322		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	67 951 220	64 950 909		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	122 063	199 685		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	15 565 510	16 057 814		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	17 261 893	16 856 945		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	21 402 658	20 924 472		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	140 686	141 491		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	270 465	337 215		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	54 641 212	54 317 937		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 889 451	6 640 965		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	63 530 663	60 958 902		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	10 621	10 139		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	724 069 029	739 638 373		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	349 690 089	359 267 271		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	820 180 898	841 132 222		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	745 079 110	776 670 110		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	186 936 755	192 964 294		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	61 222 785	61 890 748		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	6 401 275 118	6 582 809 080		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	26 518 616 700	27 064 434 648		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 173 341 618	1 177 924 891		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	2 581 141 819	2 679 701 608		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	138 874 436	144 013 757		

Empresa: PECO Energy Company								
ID Empresa: 135								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	842 888 790	739 808 799	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	843 373 357	741 568 392	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 918 033	1 527 371	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 403 677	7 043 154	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 279 815	7 272 481	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 087 040	8 525 923	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	20 784 312	38 737 658	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 135 206	2 119 642	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 604 441	15 037 594	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	100 462 345	107 176 641	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	32 129 288	31 138 225	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 458 921	1 471 715	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	49 468	33 128	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 957 121	4 353 123	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	21 843 335	15 327 688	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 574 215	2 154 697	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	104 606 575	102 079 928	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	86 564 682	79 400 331	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	766 271	615 849	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	24 052 444	20 901 277	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	173 274 275	187 942 344	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 622 424 759	1 568 919 978	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 601 219	1 613 041	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	2 268 368	2 288 175	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	40 307 428	40 246 566	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	36 996	39 489	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	13 629 811	13 664 168	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 118 412	8 098 558	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	15 365 066	15 262 974	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	194 738	194 722	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	38 002 064	37 918 902	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	122 781	21 718	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	38 124 845	37 940 620	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	686 540	695 635	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	8 094	8 364	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 065 415 240	1 127 364 309	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	375 168 741	389 538 709	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 056 047 659	1 121 829 042	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	86 501 890	86 501 890	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	288 246 273	297 110 100	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	55 576 210	56 031 442	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 538 991 662	5 771 083 168	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	7 230 862 006	7 590 775 301	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	219 707 563	236 266 933	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 529 503 241	1 598 120 836	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	124 275 370	123 114 990	

Empresa: Pennsylvania Electric Company								
ID Empresa: 136								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	359 312 360	340 765 006	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	330 061 463	312 187 125	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	271 858	104 106	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	409 701	384 091	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	30 073	123 427	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	786 940	849 746	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 601 881	8 608 042	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 660 717	1 649 954	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	531 479	397 201	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 327 335	4 620 148	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	18 765 452	20 288 881	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 062 304	1 089 620	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	78 003	210 102	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	384 733	380 471	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 740 602	1 967 094	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	4 105 412	5 896 628	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 253 958	2 404 528	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	28 658 094	27 030 864	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	35 996 344	36 753 259	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	40 742	81 020	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	625 155	574 056	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	57 646 953	60 925 967	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	530 971 892	522 205 894	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	587 614	587 251	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	405 478	331 452	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	5 359 641	5 223 082	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	4 471	3 848	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	9 523 750	9 498 481	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 350 462	4 328 262	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 557 621	3 586 987	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 646 723	5 668 448	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	37 557	37 738	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	13 592 363	13 621 435	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	881 079	764 828	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 473 442	14 386 263	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	3 024	2 909	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	831 154 932	871 922 357	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	36 908 663	37 079 347	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	163 458 917	171 388 559	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	225 589 174	236 724 463	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	14 671 591	54 093 988	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	37 362 003	38 074 457	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 400 521 178	2 525 226 403	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 241 219 123	3 366 422 705	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	173 889 744	148 622 152	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	743 714 714	767 686 528	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	57 426 716	50 556 967	

Empresa: Pennsylvania Power Company							
ID Empresa: 137							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	131 916 805	126 776 603
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	131 943 835	126 803 969
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 991	5 904
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	28 518	43 146
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	84 305	126 630
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	180 736	198 899
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	- 678 993	- 379 333
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	355 110	347 630
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	120 273	90 057
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	851 632	1 015 972
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 789 770	9 065 206
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	457 815	313 678
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 373	35 612
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	188
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	361 511	337 753
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	137 981	208 664
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	555 398	667 023
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 638 607	6 133 819
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 556 880	10 294 116
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 815	20 148
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	70 654	65 571
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 033 223	16 949 597
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	178 662 750	177 141 935
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	163 171	164 285
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	108 690	116 573
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 926 993	1 821 085
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	2 087	1 916
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	- 2 709 943	- 2 912 485
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 703 245	1 685 833
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 320 785	1 355 032
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 495 919	1 569 262
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 210	4 954
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 526 159	4 615 081
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 526 159	4 615 081
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 018	994
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	153 757 888	164 626 922
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	7 586 389	7 745 632
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	61 907 364	65 933 714
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	7 581 923	8 376 984
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	27 387 868	35 277 565
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	7 641 561	7 299 481
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	564 915 170	603 713 470
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	623 907 942	663 423 955
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	20 930 891	19 670 902
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	155 935 476	159 717 636
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	15 725 079	13 175 359

Empresa: PPL Electric Utilities Corporation							
ID Empresa: 138							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	656 114 758	520 870 656
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	658 056 835	521 797 885
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	25 873 038	17 171 234
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	935 957	1 000 927
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 887 115	18 136 802
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 532 525	6 509 329
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 446 080	2 960 549
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 990 546	3 547 513
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 276 905	7 624 892
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	949 777	668 029
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 858 814	6 483 127
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	68 892 028	81 191 148
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 481 491	4 674 642
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 945 796	1 827 980
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	102 355	1 431 728
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	44 528	22 355
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 352 557	2 105 686
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	10 192 216	6 954 436
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	61 100	2 550
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	86 547 909	82 382 939
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	105 952 411	94 623 927
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 232 627	1 638 441
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 600 500	6 612 504
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	194 341 919	201 743 799
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 346 771 366	1 215 876 385
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 418 570	1 426 716
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	2 458 161	2 456 084
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	40 513 979	40 159 962
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	88 080	85 067
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 274 586	14 047 367
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 320 770	14 305 622
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 237 630	8 130 105
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	86 494	85 450
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	774	747
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	36 981 131	36 637 415
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	986 607	981 396
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	37 967 738	37 618 811
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	60 877	68 124
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	7 842	7 216
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	918 611 214	982 126 638
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	181 094 877	186 201 411
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	561 599 472	591 335 567
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 035 489 008	1 226 025 332
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	298 346 749	340 308 764
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	112 201 028	113 198 923
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 954 005 331	5 227 725 560
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	9 028 666 144	9 976 005 248
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	662 176 312	746 235 209
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 752 967 717	1 812 162 682
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	116 443 538	126 822 374

Empresa: Portland General Electric Company							
ID Empresa: 141							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	91 855 769	75 916 482
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	183 374 016	218 907 039
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	325 139 822	264 106 264
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	342 847 963	283 233 869
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	18 270 237	21 879 494
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	925 124	1 149 199
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 604 180	3 101 422
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 717 292	4 890 482
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 985 514	3 786 067
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	8 360 066	7 769 194
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 602 504	1 597 954
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	63 739	45 062
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	4 605 837	4 434 226
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	40 218 842	42 841 925
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	5 881 927	6 891 835
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	709 378	2 034 995
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 628 648	1 827 184
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	180 978	131 768
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	6 668 116	9 446 556
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	55 266	75 438
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	49 201	80 032
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	54 700 446	56 434 463
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	15 058 010	14 192 289
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 199 250	2 886 772
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	171 798 280	176 470 725
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 182 244 446	1 164 450 471
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	848 564	859 435
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 166 122	1 119 364
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	22 051 597	22 392 811
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	26 245	26 176
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 325 314	7 347 750
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 918 745	6 860 480
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 369 215	2 968 238
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	83 112	71 705
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	17 696 386	17 248 173
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 162 844	3 999 098
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	20 859 230	21 247 271
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	3 914	3 726
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	587 352 193	604 089 624
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	15 385 201	15 768 752
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	690 312 083	754 024 770
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	3 036 810	3 028 505
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	149 406 330	156 481 841
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	82 968 394	85 490 077
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 186 283 644	3 334 113 440
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	8 717 935 968	9 696 992 118
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	463 075 745	501 084 976
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 849 206 854	1 939 890 596
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	97 453 575	100 893 314

Empresa: THE POTOMAC EDISON COMPANY								
ID Empresa: 142								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	345 177 889	326 407 170	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	313 230 046	322 576 617	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	130 861	196 827	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	28 708	42 927	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 884 528	1 630 427	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	773 575	792 055	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 099 203	5 993 019	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	590 814	505 206	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 039 121	2 225 365	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 472 119	16 853 184	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	620 309	792 350	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	28 949	39 421	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	956 685	823 762	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	321 154	232 494	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 064 983	1 103 964	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 703 220	13 915 952	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 700 967	19 682 268	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	12 447	37 215	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	746 840	690 405	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	22 303 307	26 468 568	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	605 408 335	639 337 966	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	398 601	402 331	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	168 154	212 791	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	8 575 838	8 371 384	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	5 483	5 194	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	3 420 881	3 401 052	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 162 451	5 102 840	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 970 192	2 965 375	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 461 877	2 439 811	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	21 790	21 548	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	10 616 310	10 529 574	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 206 772	1 024 877	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	11 823 082	11 554 451	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	3 631	3 155	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	303 647 737	334 055 614	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	66 432 679	67 481 571	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	258 105 074	270 994 959	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	63 763 655	66 595 737	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	32 922 796	33 850 718	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 520 924 779	1 587 273 835	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 058 019 237	2 146 494 372	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	77 758 206	78 984 686	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	617 579 973	642 872 650	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	41 592 223	42 973 313	

Empresa: Potomac Electric Power Company									
ID Empresa: 143									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	738 700 320	719 868 103		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	768 140 745	748 022 465		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 719 125	2 543 075		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 243 487	1 453 979		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	575 556	482 081		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 506 939	6 789 575		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 849 692	7 402 870		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	17 380 696	20 714 224		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 350 573	8 314 820		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 109 448	1 538 551		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 531 007	20 366 843		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	41 308 456	46 817 445		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 098 438	14 827 371		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 895 239	3 703 846		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 365 424	5 427 093		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	12 257	1 442		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 024 527	5 042 933		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	127 232	182 916		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 416 520	2 552 034		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	115 437 236	110 157 850		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 140 247	8 684 736		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	134 616	131 583		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 662 202	7 084 586		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	134 609 318	183 061 480		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 189 334 790	1 243 465 265		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	817 447	848 171		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	912 910	781 901		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	28 611 813	26 991 835		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	85 446	95 644		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 451 793	8 372 045		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	16 193 702	16 466 199		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	623 203	551 777		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	144 945	142 622		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	25 987 432	26 114 290		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	25 987 432	26 114 290		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	573 789	581 647		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	6 042	5 786		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	568 777 409	593 810 408		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 052 362 170	1 086 474 203		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 351 083 011	1 398 073 389		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	4 036 297	4 177 092		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	139 061 308	145 230 081		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	53 828 586	55 677 582		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 920 032 065	6 192 178 994		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	7 529 520 714	7 865 536 284		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	290 161 023	305 890 886		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	2 164 045 952	2 214 296 119		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	124 897 187	133 633 363		

Empresa: Duke Energy Indiana, LLC								
ID Empresa: 144								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	619 902 304	600 870 635	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	81 138 353	78 127 684	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	259 957 107	307 772 808	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	236 679 286	221 639 098	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	650 201	435 693	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 180 181	1 744 752	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 006 062	1 767 579	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 689 893	3 799 278	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	9 790 631	9 981 551	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	12 367 064	15 816 401	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	94 925	540 624	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	86	-	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 758 608	2 781 056	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	45 675 100	47 459 216	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 014 327	3 264 403	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 401 734	1 641 859	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 361 562	3 048 920	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	183 052	152 747	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 849	37 471	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	6 386 592	9 679 542	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 153 399	984 919	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	41 013 524	27 490 706	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	5 650 986	5 086 697	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 884 178	3 559 724	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 782 518	2 435 183	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	161 177 793	152 284 375	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 650 900 747	1 605 844 203	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	804 330	812 993	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 212 627	1 423 889	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	34 759 910	35 818 807	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	29 714	26 092	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 924 185	9 036 012	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 244 535	6 322 074	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	10 505 307	10 564 695	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	52 900	52 596	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 094 028	2 083 006	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	27 820 955	28 058 383	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 696 614	6 310 443	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	33 517 569	34 368 826	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	5 748	6 002	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	485 560 108	521 936 839	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	33 040 311	36 095 599	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	441 638 784	464 646 264	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	350 938 218	388 592 338	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	148 008 586	149 326 256	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	42 791 576	37 797 654	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 720 508 353	2 849 940 460	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	13 774 010 197	13 941 217 060	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	366 515 173	366 821 693	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 198 907 871	1 219 857 283	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	79 322 377	81 693 690	

Empresa: Public Service Company of Colorado							
ID Empresa: 145							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	327 539 167	297 407 238
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	207 476 945	219 757 555
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	655 348 137	679 423 313
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	721 181 920	734 717 346
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 621 387	8 517 723
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 639 717	1 002 203
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 748 343	2 298 586
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 603 077	4 515 284
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	301 555	1 990 454
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 784 959	16 222 673
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 394 533	5 388 191
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 003 305	808 990
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 295 266	7 755 167
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	20 791 684	25 277 697
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	14 293 838	12 421 295
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	855 647	754 985
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 097 058	1 709 937
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	525
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	484 073	401 348
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	4 420 309	6 685 719
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	288 710	271 950
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	33 292 872	34 860 378
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	121 395 101	107 952 254
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	589 291	651 267
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	693 894	522 637
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	166 379 492	165 927 828
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 905 733 864	1 880 905 114
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 423 809	1 442 014
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 761 473	1 463 176
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	34 184 556	35 962 987
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	26 609	27 089
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 111 591	9 271 880
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	12 749 677	12 889 508
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 596 067	6 371 224
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	175 096	185 804
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	64 291	79 787
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	28 699 558	28 800 915
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 696 916	5 671 807
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	32 396 474	34 472 722
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	6 111	6 475
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	311 834 584	329 053 011
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	338 783 618	358 345 729
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 634 898 769	1 710 722 576
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	242 892 545	268 403 093
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	206 726 970	211 900 923
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	156 811 788	164 474 151
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 377 313 453	4 601 078 951
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	11 918 749 273	12 401 986 380
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	196 943 415	237 303 760
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 290 045 897	1 333 859 829
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	94 808 132	100 049 308

Empresa: Public Service Company of New Hampshire				Ref. Base de Datos		2015	2016	
ID Empresa: 146				Row_number	Tabla	Col		
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral						
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel		25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel		5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	95 926 896	55 734 677
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel		63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	584 683	537 531
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power		76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	160 287 607	156 057 358
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)		79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	160 456 378	156 120 344
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering		134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 174 754	10 892 094
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses		136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 530 815	1 858 239
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses		137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 296 494	3 883 173
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses		138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 044 931	1 448 264
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses		141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	22 057	18 736
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses		142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 479 077	1 583 290
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents		143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 063 415	1 221 956
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering		146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	255 542	182 639
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment		148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 584 309	1 942 301
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines		149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	37 997 510	35 559 402
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines		150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	807 012	1 047 145
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers		151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 129 312	1 307 559
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching		135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 783 371	1 383 925
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures		147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	131 534	141 709
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant		154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 742	95 550
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)		-	f1_xmssn_line_2015	Varias	4 328 399	6 894 429
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters		153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	152 936	372 777
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)		164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	34 225 938	29 651 444
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)		171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 025 583	16 145 632
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)		178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	23 615	9 748
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses		140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 643 189	3 374 523
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)		197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	95 308 584	89 541 842
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)		198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	558 984 670	501 322 221
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds		14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crntyr	504 071	508 017
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses		27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	255 592	244 433
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)		28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	8 697 124	8 633 124
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)		26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge		25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales		2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 194 663	3 136 028
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)		4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 344 286	3 322 906
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)		5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 366 443	1 382 037
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting		6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	21 164	18 778
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities		7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers		10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 926 556	7 859 749
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale		11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	514 976	528 942
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity		12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 441 532	8 388 691
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways		8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]		-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 566	1 660
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices		65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	419 717 859	474 530 382
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit		66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	28 169 222	33 568 978
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices		67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	117 187 919	125 612 089
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115		-	f1_xmssn_line_2015	Varias	237 842 112	276 781 934
p206 L70	Activos C	(370) Meters		70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	102 725 611	107 897 775
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems		73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 931 231	5 968 547
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)		75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 583 938 904	1 712 608 222
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)		104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 869 697 463	4 183 913 266
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)		99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	234 158 426	259 983 904
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution		26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	461 084 734	483 707 590
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant		8	f1_dacs_epda	Depr_expn	42 404 176	45 811 860

Empresa: Public Service Company of New Mexico								
ID Empresa: 147								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	23 838 964	24 337 111	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	239 863 627	138 580 133	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	34 996 787	36 923 928	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	96 109 963	105 067 340	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	100 369 699	108 866 255	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 808 098	2 099 139	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	161 578	87 059	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 040 176	1 712 747	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	568 314	564 464	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 009 937	5 646 415	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	123 038	180 302	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	703 497	1 057 197	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	978 514	966 831	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 324 005	1 436 770	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 571 610	1 297 802	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	565	-	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 271	-	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	56 983	37 278	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	540 506	408 256	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	3 085 058	4 321 189	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	369 952	188 547	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	14 955 968	14 810 351	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 283 077	643 636	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 792 144	4 099 372	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 482 262	2 938 580	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	140 391 735	149 172 541	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	801 906 616	673 593 431	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	514 899	518 639	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	672 518	634 914	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	12 236 917	12 933 992	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	22 887	18 887	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 185 363	3 189 527	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 800 472	3 831 295	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 753 738	1 680 842	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	53 306	53 277	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	193 191	196 583	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 986 070	8 951 524	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 555 442	3 328 667	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	11 541 512	12 280 191	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 963	1 996	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	145 388 807	155 904 088	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	110 669 113	113 169 693	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	263 966 623	275 340 756	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	169 521 504	173 477 308	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	50 133 795	50 363 891	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	18 924 825	19 698 152	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 347 649 529	1 403 936 319	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 776 152 643	5 269 818 835	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	135 973 908	148 976 314	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	569 108 370	596 363 838	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	32 248 259	34 342 427	

Empresa: Public Service Company of Oklahoma				Ref. Base de Datos		2015	2016	
ID Empresa: 148				Row_number	Tabla	Col		
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral						
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel		25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel		5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	201 358 721	148 493 457
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel		63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 958 747	4 761 244
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power		76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	338 290 277	467 644 014
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)		79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	439 123 293	361 726 444
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering		134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 177 668	2 216 770
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses		136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	520 013	567 711
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses		137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	755 041	3 002 981
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses		138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 110 804	3 288 734
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses		141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	472 194	447 058
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses		142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 121 307	10 260 151
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents		143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	591 459	634 948
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering		146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	67 889	83 422
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment		148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 393 747	1 646 336
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines		149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	39 148 117	45 609 945
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines		150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 820 972	2 853 410
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers		151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	173 853	167 021
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching		135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 028 524	3 191 569
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures		147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	48 009	48 619
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant		154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	134 299	222 365
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)		-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters		153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	275 966	263 227
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)		164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	19 118 412	15 639 832
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)		171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	30 578 713	32 808 024
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)		178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	158 505	138 711
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses		140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 406 933	6 648 128
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)		197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	56 457 051	55 328 498
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)		198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 002 000 095	892 949 985
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds		14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	544 111	547 143
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses		27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	629 631	862 430
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)		28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	19 578 726	20 315 057
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)		26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	32 130	27 428
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge		25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales		2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 113 729	6 228 608
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)		4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 146 132	5 265 539
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)		5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 410 229	5 533 655
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting		6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	42 293	42 453
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities		7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 192 945	1 214 288
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers		10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	17 905 328	18 284 543
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale		11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 011 637	1 140 656
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity		12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	18 916 965	19 425 199
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways		8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]		-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	4 164	4 123
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices		65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	368 475 505	386 883 282
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit		66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	70 998 146	76 453 541
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices		67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	305 747 287	327 944 609
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115		-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters		70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	105 212 165	108 680 399
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems		73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	57 309 729	58 895 860
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)		75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 206 508 992	2 322 052 908
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)		104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 693 434 785	4 908 527 226
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)		99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	157 148 220	153 248 290
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution		26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	554 330 144	575 257 948
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant		8	f1_dacs_epda	Depr_expn	54 355 065	62 214 181

Empresa: Public Service Electric and Gas Company								
ID Empresa: 149								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 980 370 596	1 844 325 656	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 985 341 586	1 844 401 630	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	964 375	860 961	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	6 212 774	4 992 147	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	5 440 979	6 453 079	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	4 537 114	5 873 948	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	30 636 682	28 323 936	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 270 629	1 396 823	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	19 324 097	19 406 024	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	36 730 610	45 672 856	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	23 658 064	21 044 785	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	5 254 758	7 838 274	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	18 364 434	17 526 078	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 292 492	1 981 664	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	4 641 471	7 019 648	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	905 649	785 586	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	290 553 362	228 368 129	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	174 406 526	165 366 199	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	3 828 264	1 072 673	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	5 288 350	5 586 228	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	200 580 805	192 577 386	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 915 799 519	2 718 199 529	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	2 216 274	2 227 065	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 115 712	1 039 645	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	24 153 051	22 702 783	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	22 120	17 888	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	13 675 003	13 705 669	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	23 715 092	23 617 577	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 990 416	3 920 909	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	334 367	335 547	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	41 724 463	41 589 210	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 809 442	699 102	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	43 533 905	42 288 312	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	9 595	9 800	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 592 324 708	1 748 436 554	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	486 578 765	487 461 130	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 276 597 528	1 312 281 895	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	375 887 970	701 536 778	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	250 939 500	261 118 429	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	367 574 976	384 376 032	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	7 601 744 387	7 999 780 624	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	15 968 980 717	17 996 186 031	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	237 131 726	254 375 515	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	2 226 101 255	2 274 844 562	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	184 876 070	194 420 229	

Empresa: Puget Sound Energy, Inc.							
ID Empresa: 150							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	79 989 980	88 420 319
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	169 917 384	126 910 967
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	411 550 632	466 766 501
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	421 703 708	476 791 364
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	579 072	1 578 901
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 511 168	1 508 958
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 282 776	3 535 224
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 670 725	2 799 933
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 374 214	4 899 878
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 764 166	4 760 266
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	929 870	898 160
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 250 095	1 704 657
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	37 039 439	41 740 173
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 517 894	16 407 339
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	233 454	258 605
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 680 562	3 300 663
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	7 873 135	11 341 862
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	418 580	518 722
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	49 096 544	48 803 259
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	118 437 812	114 317 712
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	389 058	384 443
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 334 953	633 693
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	110 378 058	120 326 304
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 280 252 001	1 322 947 118
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 103 635	1 119 719
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 455 855	1 469 938
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	29 697 420	30 691 384
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	58 417	77 681
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	10 164 703	10 245 326
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 999 068	8 895 950
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 257 958	1 223 214
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	88 035	83 933
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	20 509 764	20 448 423
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 673 384	8 695 342
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	28 183 148	29 143 765
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	4 155	4 317
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	386 026 721	421 080 596
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	654 137 177	678 453 521
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	801 527 000	855 908 293
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	432 622 588	455 327 399
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	134 050 566	143 319 842
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	51 524 654	53 609 648
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 453 189 338	3 633 994 444
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	9 123 348 219	9 520 666 478
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	218 638 123	224 825 311
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 309 301 950	1 362 602 445
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	94 436 729	99 692 903

Empresa: Rochester Gas and Electric Corporation									
ID Empresa: 151									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	117 068 022	109 642 545		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	196 952 723	224 689 135		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 582 035	3 015 163		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 372 530	4 086 631		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 796 861	2 087 875		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	704 848	225 340		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	198 465	423 108		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 005 683	4 022 406		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	44 290	-		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	516 917	709 555		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 815 656	2 612 907		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	32 632 364	27 973 428		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 077 401	2 169 323		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	23 749		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	578 096	1 781 043		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 161 980	2 256 740		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	4 829 655	7 003 957		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	35 118 808	26 317 450		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	51 732 950	41 765 347		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 875 823	4 261 743		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 162 183	2 616 598		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	54 906 898	40 803 188		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	417 653 588	408 571 633		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	373 848	375 914		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	369 552	409 303		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	7 706 717	7 790 055		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	17 484	14 753		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 663 836	2 742 468		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 597 014	2 610 597		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 296 032	1 283 173		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	44 923	43 668		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	506 351	511 188		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 126 829	7 206 624		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	192 852	159 375		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 319 681	7 365 999		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 540	1 601		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	149 043 677	157 619 622		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	174 283 567	176 703 043		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	177 966 537	185 995 469		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	265 385 766	281 178 997		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	43 135 890	43 226 159		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	23 028 648	18 347 395		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 055 761 992	1 127 737 146		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 853 597 357	1 974 492 210		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	32 218 659	35 244 271		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	386 643 558	402 550 208		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	23 181 628	25 226 581		

Empresa: Rockland Electric Company							
ID Empresa: 152							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	102 042 306	100 536 942
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	102 042 306	100 536 942
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 479 271	1 667 270
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	424 725	262 472
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	254 938	234 452
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	159 294	159 007
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 648 789	2 910 494
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	33 678	4 854
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	29 791	13 824
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 524 037	12 709 239
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	390 484	327 995
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 906	5 906
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 839 255	5 289 825
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 953 971	10 002 155
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 162	2 192
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	130 458	180 003
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	20 296 250	19 308 715
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	154 645 181	155 568 050
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	72 871	73 116
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	62 638	55 049
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 695 240	1 658 015
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 251	1 105
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	755 351	748 054
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	853 785	832 925
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	15 870	14 505
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 345	6 377
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 631 351	1 601 861
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 631 351	1 601 861
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	396	400
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	52 050 297	54 794 843
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	15 122 635	18 223 578
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	46 598 627	56 375 802
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	8 898 560	9 099 424
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 540 521	4 664 034
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	277 982 270	311 830 212
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	316 197 530	352 630 565
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	7 009 426	8 270 688
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	67 236 078	-
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	7 051 228	7 301 390

Empresa: San Diego Gas & Electric Company				Ref. Base de Datos		2015	2016	
ID Empresa: 155				Row_number	Tabla	Col		
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral						
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel		25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel		5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	126 727 159	91 381 379
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel		63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 864 536	4 218 680
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power		76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 671 028 598	1 589 224 779
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)		79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 681 779 560	1 599 441 798
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering		134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	20 261 619	18 188 602
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses		136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 910 017	5 313 914
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses		137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 427 310	3 088 786
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses		138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 533 843	3 049 553
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses		141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 793 072	6 567 025
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses		142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	32 837 817	28 855 925
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents		143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	476 435	462 486
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering		146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 479 120	1 474 963
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment		148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 345 319	2 248 185
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines		149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	41 183 868	45 182 924
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines		150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 104 513	9 520 845
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers		151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 925	11 091
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching		135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 676 353	2 843 727
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures		147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	187 155	1 141
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant		154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	267 268	706 540
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)		-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters		153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 512 087	1 895 444
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)		164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	45 452 929	44 110 515
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)		171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	173 382 740	208 005 387
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)		178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses		140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 722 449	10 905 267
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)		197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	455 442 963	400 171 572
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)		198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 762 540 742	2 624 259 252
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds		14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 416 661	1 425 132
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses		27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 544 260	1 315 605
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)		28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	34 709 192	30 793 055
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)		26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	32 899	33 560
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge		25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales		2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 143 500	6 684 887
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)		4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 877 018	6 700 346
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)		5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 163 463	2 193 185
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting		6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	83 032	74 621
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities		7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers		10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	16 267 013	15 653 039
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale		11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	16 865 020	13 790 851
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity		12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	33 132 033	29 443 890
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways		8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]		-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	4 711	4 343
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices		65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	553 209 208	612 265 759
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit		66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 106 243 678	1 179 180 815
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices		67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 424 296 789	1 477 509 704
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115		-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters		70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	248 876 974	249 165 319
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems		73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	28 014 823	29 637 524
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)		75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 688 816 119	5 998 338 965
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)		104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	12 012 937 207	12 656 886 295
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)		99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	322 015 542	348 911 868
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution		26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	2 478 295 295	2 615 090 125
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant		8	f1_dacs_epda	Depr_expn	204 722 248	219 537 273

Empresa: Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy							
ID Empresa: 157							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	53 146 824	33 571 949
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	99 512 523	86 921 471
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	157 097 642	152 119 249
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	193 985 546	118 273 927
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 007 465	1 771 594
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	797 547	666 302
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 842 337	3 455 711
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	867 916	803 396
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	43 597	19 526
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 020 765	4 564 685
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 016 759	1 143 620
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 395	1 280
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 604 357	1 417 493
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 757 136	6 257 465
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	534 550	620 942
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 243 431	1 596 578
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	323	426
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	430 402	215 390
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	951 214	818 532
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 638	3 475
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 476 802	9 314 936
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 264 029	14 571 311
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	465 630	522 610
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	993 042	1 375 401
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	46 683 628	47 076 103
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	491 492 964	383 488 812
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	334 293	338 165
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	460 845	397 074
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	9 398 685	9 415 256
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	26 789	17 889
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 315 402	2 375 368
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 942 209	2 933 324
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 972 512	3 013 671
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	16 053	16 135
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 246 176	8 338 498
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	664 875	661 795
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 911 051	9 000 293
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 711	1 842
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	142 128 291	146 554 727
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	79 439 495	79 868 854
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	322 144 678	329 655 978
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	10 985 401	17 723 520
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	40 417 817	43 244 606
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	40 337 414	39 986 117
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 379 191 125	1 416 429 803
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 352 004 292	3 448 378 804
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	107 026 390	111 576 639
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	546 383 235	548 401 723
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	23 563 585	24 587 091

Empresa: South Carolina Electric & Gas Company							
ID Empresa: 159							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	45 687 791	56 467 219
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	280 051 019	241 232 166
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	185 680 047	165 339 292
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	282 221 548	254 194 400
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	285 426 429	257 176 909
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	866 816	846 719
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	605 692	574 535
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 392 041	1 464 753
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	236 491	241 818
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 547	24 362
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 452 109	7 483 654
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 305 730	2 169 852
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	301 837	247 985
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 663 286	3 516 089
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	27 623 945	26 028 775
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 774 804	3 121 335
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	167 226	134 260
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	967 713	973 693
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 205	6 720
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 886 479	2 975 746
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	9 164 107	13 398 928
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	302 672	311 848
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	47 994 060	47 830 554
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 429 643	14 769 599
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 754 980	1 424 910
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 512 216	1 075 373
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	166 943 489	191 727 095
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 285 947 190	1 238 347 987
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	694 838	705 029
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 062 512	981 150
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	24 323 517	24 591 633
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	146 151	139 281
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	9	8
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 977 834	8 139 813
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 398 918	7 518 727
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 201 242	6 264 991
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	73 740	74 895
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	520 849	525 787
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	22 172 583	22 524 213
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	942 262	946 981
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	23 114 845	23 471 194
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	4 970	4 807
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	478 007 884	493 731 400
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	145 349 698	150 402 094
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	430 986 100	446 220 664
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	503 560 509	537 909 824
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	100 522 891	112 006 995
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	294 849 774	313 739 414
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 048 251 095	3 183 238 058
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	9 057 909 183	9 292 178 105
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	262 050 666	231 055 634
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	927 214 475	975 383 660
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	68 583 478	71 693 390

Empresa: Southern California Edison Company								
ID Empresa: 161								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	38 293 583	48 712 687	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 098	699 247	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	137 854 793	115 701 356	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 350 075 281	4 394 115 187	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 391 304 529	4 434 538 066	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	24 966 667	24 231 017	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	35 242 358	33 377 982	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	61 477 489	47 869 262	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 724 663	7 072 440	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	18 391 851	18 491 220	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	81 254 358	84 234 862	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 348 708	2 298 559	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 004 341	2 112 515	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 258 798	9 319 393	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	146 050 887	188 189 415	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	55 910 834	51 513 272	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 520 314	4 758 383	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	215 352	133 488	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 090 149	15 199 764	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	7 616 916	5 558 140	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 335 166	4 647 646	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	179 164 269	165 720 984	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	569 076 041	506 648 087	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 872 880	8 294 277	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	24 821 505	25 048 381	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 058 830 939	999 751 494	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 408 461 930	7 259 717 040	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	5 019 913	5 049 202	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	3 360 028	6 670 268	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	82 455 641	83 172 256	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	134 341	132 415	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	29 961 360	29 141 328	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	46 225 508	45 480 352	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 447 046	8 748 475	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	547 825	536 009	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	202 069	193 212	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	86 463 471	84 183 183	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 031 926	4 011 815	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	90 495 397	88 194 998	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	78 959	83 098	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	22 556	22 709	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 432 987 310	1 541 882 995	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 811 860 608	1 969 357 357	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 548 404 326	5 913 146 830	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 523 581 000	1 624 571 007	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	981 135 160	992 914 728	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	872 083 621	895 954 435	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	20 867 942 933	22 332 095 185	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	41 556 515 000	44 298 088 225	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 810 955 447	2 941 903 413	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	6 236 257 512	6 512 277 258	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	818 199 400	834 487 465	

Empresa: Southern Indiana Gas and Electric Company							
ID Empresa: 163							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	140 208 037	123 015 062
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 811 466	1 893 042
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	44 578 523	58 844 008
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	45 278 903	59 508 684
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 466 776	1 430 352
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 774	35 324
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	173 531	155 255
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	539 089	516 924
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	56 248	59 402
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 331 608	3 028 820
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	45	45
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 106 575	1 086 343
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	174 994	247 313
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 687 506	4 467 713
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 022 679	1 199 594
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	144 187	165 976
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	793 778	784 228
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	287 451	330 180
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	552 743	561 598
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 712 892	2 538 643
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	73 482	72 410
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 188 761	5 907 517
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	322 749	616 926
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 293 666	10 444 038
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	571 430	624 802
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	36 736 294	38 838 529
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	342 919 667	345 398 428
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	147 771	148 429
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	261 039	286 440
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	6 070 275	5 910 227
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	13 318	13 528
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 407 501	1 424 533
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 306 877	1 304 505
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 721 545	2 722 320
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	21 336	22 073
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 458 157	5 474 206
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	337 761	136 053
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 795 918	5 610 259
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 222	1 217
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	120 141 641	128 317 583
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	24 929 157	26 202 505
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	66 026 769	70 599 133
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	94 122 081	101 915 672
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	17 083 720	17 225 688
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	15 112 275	15 313 799
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	621 003 801	650 853 553
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 694 388 715	2 797 723 858
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	28 934 502	32 459 666
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	264 845 703	280 512 690
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	18 332 795	19 144 054

Empresa: Southwestern Electric Power Company								
ID Empresa: 164								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	569 770 415	510 519 872	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 105 195	15 099 280	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	130 750 460	159 427 126	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	137 524 369	164 544 024	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 684 323	1 731 148	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	595 376	672 573	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 634 569	2 370 811	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 342 958	1 728 973	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	814 943	716 791	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	21 046 328	20 617 686	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	898 525	869 816	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	320 989	268 706	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	887 861	1 250 958	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	49 919 604	40 019 822	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 170 913	1 426 954	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	154 684	298 982	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	136 200	133 632	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	40 250	70 672	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	267 654	320 574	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	420 676	511 599	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	21 412 991	20 474 991	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	19 057 237	17 268 315	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	140 322	118 422	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 129 797	3 432 426	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	70 385 819	75 617 116	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 156 139 568	1 157 338 752	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	529 818	532 075	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	528 659	572 876	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	27 905 500	26 848 005	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	107 441	105 603	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 335 759	6 148 413	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 076 475	6 064 352	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 369 988	5 073 784	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	80 390	80 453	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	17 862 612	17 367 002	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 406 788	8 802 524	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	27 269 400	26 169 526	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	5 149	4 921	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	403 096 056	417 811 154	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	58 431 079	61 771 642	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	198 428 720	208 309 445	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	82 949 314	82 663 436	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	39 726 030	40 664 339	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 955 712 964	2 019 569 532	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	7 866 809 475	8 606 727 078	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	324 056 692	298 203 984	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	690 329 575	697 822 497	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	50 586 772	52 350 662	

Empresa: Southwestern Public Service Company							
ID Empresa: 166							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	391 167 743	340 938 066
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	20 425 481	31 301 845
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	422 485 200	444 005 415
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	432 318 429	454 148 486
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 572 444	3 226 348
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 104 810	181 869
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	463 511	365 731
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	239 374	519 880
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	795 977	1 471 333
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 693 140	7 083 263
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 508 310	2 177 337
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	255 160	115 197
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 180 535	1 818 107
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 640 094	9 691 251
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	365 944	221 430
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	115 850	149 204
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 604 345	671 516
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	55	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 445	786
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	11 862 916	18 209 443
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	25 948	15 725
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 664 084	20 045 207
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 439 095	19 019 082
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	149 386	135 891
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 717 792	2 239 950
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	107 891 774	101 761 348
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 281 482 678	1 273 403 138
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	387 437	389 491
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	802 249	737 384
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	29 232 128	29 134 792
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	15 048	14 279
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 535 681	3 477 974
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 719 569	4 707 317
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	10 333 718	10 518 283
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	47 163	47 258
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	491 273	507 930
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	19 127 404	19 258 762
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 287 427	9 124 367
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	28 414 831	28 383 129
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	4 694	4 836
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	228 209 447	240 942 077
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	23 136 262	24 021 081
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	38 162 401	40 198 561
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	651 857 957	731 031 476
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	64 700 054	66 369 216
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	23 477 497	24 764 669
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 138 649 652	1 211 728 539
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 914 900 546	6 352 768 463
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	343 681 520	377 811 779
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	331 908 973	344 931 121
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	27 107 842	29 620 125

Empresa: Superior Water, Light and Power Company							
ID Empresa: 167							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	47 334 147	50 581 618
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	47 336 277	50 583 639
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	106 048	179 682
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	106	105
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	77 743	49 194
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	6 573
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 863	8 030
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	707 830	595 922
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 102	8 264
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	80 119	83 388
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	548 291	554 668
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	31 535	9 821
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	710	-
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	26 062	26 062
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	39 058	90 825
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 960	14 471
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	814 500	828 707
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 041 929	1 016 217
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 044	113 832
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 101 509	2 871 473
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	53 998 271	57 040 521
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	14 704	14 713
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	13 612	12 866
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	801 954	833 746
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	86 971	86 072
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	126 522	128 482
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	570 590	601 944
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 043	2 187
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	788 342	820 880
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	788 342	820 880
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	123	122
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	6 437 586	6 518 937
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	30 368	30 721
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 972 004	5 084 016
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	2 146 204	3 646 217
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 101 001	3 289 360
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	392 620	481 224
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	35 574 541	37 452 185
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	53 946 108	58 192 826
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 271 836	2 270 434
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	18 797 048	19 793 974
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	1 377 033	1 420 840

Empresa: Tampa Electric Company							
ID Empresa: 170							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	293 208 800	282 286 882
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	359 253 474	299 343 006
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	78 860 540	104 072 956
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	79 451 178	104 726 016
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 331 953	1 255 008
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 300 360	1 183 580
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 689 295	7 547 024
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	983 776	952 653
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 126 119	1 192 583
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 135 439	1 198 772
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	306 115	330 260
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 971 847	2 276 487
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	21 991 536	23 999 013
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 769 382	2 935 777
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	343 927	386 733
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	459 174	513 738
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	317 636	330 104
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	485	485
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	403 804	456 639
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	26 215 078	34 012 540
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	46 989 169	37 694 070
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	802 673	689 367
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 370 180	3 196 723
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	123 600 997	123 402 767
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 145 396 676	1 104 194 371
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	718 712	730 503
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 099 589	924 144
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	20 256 541	20 397 823
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	35 190	33 537
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 045 021	9 187 440
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 300 667	6 310 404
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 869 541	1 928 404
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	77 032	78 218
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 714 213	1 730 059
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	19 006 474	19 234 525
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	115 288	205 617
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	19 121 762	19 440 142
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	3 780	3 919
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	231 976 392	236 835 946
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	214 601 451	235 367 718
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	237 305 919	244 184 766
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	80 277 889	83 621 729
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	193 779 068	208 577 518
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 221 261 567	2 331 392 037
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	7 262 864 220	7 616 243 303
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	198 797 016	250 854 189
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	916 170 024	948 781 173
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	80 352 278	83 906 205

Empresa: Toledo Edison Company, The				Ref. Base de Datos		2015	2016	
ID Empresa: 175				Row_number	Tabla	Col		
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral						
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel		25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 906 633	10 287 359
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel		5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel		63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power		76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	173 932 927	109 562 117
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)		79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	174 065 159	110 089 182
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering		134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	19 306	16 189
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses		136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	45 511	25 754
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses		137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	164 713	199 926
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses		138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	684 204	601 286
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses		141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses		142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 090 738	2 156 080
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents		143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	237 430	188 663
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering		146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	337 931	302 013
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment		148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 003 288	1 747 716
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines		149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 752 636	7 687 558
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines		150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	967 094	969 584
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers		151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	93 001	159 267
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching		135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	679 503	652 962
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures		147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant		154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	833 190	598 571
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)		-	f1_xmssn_line_2015	Varias	215 716	279 673
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters		153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 061 640	1 242 243
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)		164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 326 816	12 991 429
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)		171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 317 320	3 225 187
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)		178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	22 706	47 695
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses		140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	190 593	164 016
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)		197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	19 873 595	34 416 007
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)		198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	379 271 385	328 250 902
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds		14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	308 152	309 061
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses		27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	231 548	74 952
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)		28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	4 140 936	3 287 391
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)		26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	7 191	6 674
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge		25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	- 7 877 185	- 8 873 797
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales		2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 468 896	2 560 286
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)		4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 975 314	2 013 947
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)		5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 958 835	6 015 964
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting		6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	51 466	52 588
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities		7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers		10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	10 454 511	10 642 785
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale		11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 324 871	1 436 777
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity		12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	11 779 382	12 079 562
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways		8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]		-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	2 149	2 412
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices		65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	213 995 426	221 394 655
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit		66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	13 825 690	13 862 845
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices		67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	133 204 665	140 228 745
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115		-	f1_xmssn_line_2015	Varias	11 853 424	11 227 680
p206 L70	Activos C	(370) Meters		70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	43 386 602	45 501 483
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems		73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	58 624 386	59 847 319
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)		75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	969 392 324	999 297 494
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)		104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 126 643 496	1 147 055 786
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)		99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	93 158 493	82 253 124
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution		26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	469 737 407	488 417 487
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant		8	f1_dacs_epda	Depr_expn	29 874 056	30 702 401

Empresa: Tucson Electric Power Company							
ID Empresa: 176							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	234 100 468	203 795 879
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	78 780 583	71 726 052
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	179 577 094	153 359 071
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	190 779 208	164 772 414
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	692 650	770 085
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	262 280	300 173
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	752 946	789 282
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	283 669	264 470
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	72 491	102 323
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 920 255	11 245 882
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	884 725	602 372
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	956 072	771 227
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 272 170	1 533 050
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 197 748	2 280 442
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	125 339	97 072
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	181 546	188 185
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	666 244	611 845
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	655 983	668 722
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	105 423	84 551
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	17 871 008	19 667 618
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 281 821	20 644 648
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 159 451	2 884 384
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	106 428 319	111 248 942
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	869 845 311	813 045 769
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	417 174	419 883
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	809 142	833 502
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	15 102 269	14 565 731
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	13 734	13 831
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 724 403	3 724 044
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 123 607	2 139 362
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 172 435	3 003 057
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	32 624	29 913
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	9 053 069	8 896 376
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 226 327	4 822 021
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 279 396	13 718 397
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	2 214	2 299
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	186 152 027	199 458 846
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	62 382 272	64 960 468
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	306 970 255	315 679 776
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	44 862 308	45 495 063
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	12 021 554	12 180 497
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 455 946 163	1 511 765 765
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 742 221 806	6 107 104 176
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	358 219 188	381 489 146
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	586 770 753	610 192 780
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	29 552 120	30 667 450

Empresa: UNION ELECTRIC COMPANY								
ID Empresa: 177								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	96 615 546	87 578 449	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	670 387 889	633 110 943	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	17 351 013	21 148 747	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	58 336 556	191 766 381	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	175 844 760	224 513 859	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 443 724	5 095 609	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 265 683	3 905 019	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 190 705	10 285 303	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 537 751	3 167 195	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	728 767	613 452	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	22 257 798	19 073 959	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	413 074	404 652	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 983 474	1 710 656	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 837 862	9 894 523	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	68 832 039	65 430 838	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 663 836	2 734 429	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	436 909	274 936	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 288 900	2 768 181	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	629 700	733 646	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 563 224	2 472 518	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	854 951	770 141	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	50 893 716	49 258 097	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	97 842 157	72 182 205	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	457 852	363 707	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 395 948	5 222 695	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	264 622 950	251 782 508	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 948 554 415	1 861 045 476	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 203 552	1 208 945	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 634 326	1 420 531	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	44 890 172	41 417 740	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	12 903 233	13 244 832	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 573 724	14 711 869	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 272 682	4 790 605	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	125 597	124 591	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	492	361	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	35 875 728	32 872 258	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 380 118	7 124 951	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	43 255 846	39 997 209	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	7 661	7 256	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 179 585 084	1 221 766 817	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	397 803 356	436 801 863	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	704 728 170	736 953 652	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	101 720 392	104 574 791	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	126 123 804	135 014 075	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 302 707 911	5 563 097 055	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	16 095 925 220	16 939 928 584	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	535 012 808	581 276 898	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	2 495 595 689	2 600 058 941	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	161 975 634	161 320 574	

Empresa: Duke Energy Kentucky, Inc.									
ID Empresa: 178									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	110 419 229	87 429 622		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	5 426 433	2 274 241		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	32 566 220	41 650 445		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	38 499 697	55 074 270		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	116 441	73 050		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	242 979	180 635		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	411 742	457 035		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	402 279	384 842		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 233 268	1 078 774		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 861 461	2 469 103		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	32 837	116 699		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 473	-		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	369 292	470 448		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	5 950 958	5 716 388		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	328 761	291 514		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	37 047	32 259		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	408 671	415 043		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	24 691	13 547		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	81	-		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	403 197	426 403		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	390 567	334 178		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	6 598 617	6 218 279		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	563 051	673 046		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	908 813	905 459		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	259 486	423 752		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	20 731 564	19 369 738		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	254 785 964	247 815 718		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	138 606	140 015		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	133 217	295 058		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	5 411 739	4 968 739		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	736	694		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 433 316	1 472 994		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 478 984	1 500 730		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	813 520	815 042		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	15 120	15 264		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	291 546	294 412		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 033 290	4 099 199		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 244 496	573 788		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 277 786	4 672 987		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	816	847		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	116 258 985	118 728 541		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	18 738 872	18 863 541		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	54 384 777	58 304 069		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	13 877 083	14 645 138		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	15 609 434	13 321 806		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	9 475 009	9 973 113		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	414 569 190	426 635 808		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 547 703 761	1 541 514 048		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 952 414	7 872 056		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	156 076 143	154 986 633		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	10 565 998	10 845 046		

Empresa: The United Illuminating Company							
ID Empresa: 179							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	227 246 206	188 701 849
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	230 265 768	197 456 119
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 922 109	11 021 769
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	410 524	334 825
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 522 580	3 132 312
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	- 1 920	280 833
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	- 146	- 206
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	56 347 128	60 658 872
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	156 093	146 494
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	541 802	490 160
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 747 227	2 919 065
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	17 033 341	15 524 717
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 968 754	2 241 170
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	317 239	308 487
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	439 031	785 069
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	578 976	991 915
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	1 676 734	3 427 416
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 408	14 818
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	47 508 853	35 483 956
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	44 581 872	40 296 820
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 920 266	2 560 120
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	65 125 257	31 949 371
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	623 955 785	548 427 975
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	332 221	332 381
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	213 470	220 815
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	5 683 919	5 575 857
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	20 211	20 691
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 223 612	2 208 569
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 703 143	2 613 171
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	477 524	472 198
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	45 959	40 413
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 450 238	5 334 351
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 450 238	5 334 351
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 241	1 264
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	228 299 748	241 048 269
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	155 687 845	166 141 768
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	189 324 544	203 234 438
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	70 819 327	112 962 591
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	64 735 058	78 001 251
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	32 381 242	34 601 282
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 280 756 943	1 373 549 658
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 434 474 040	2 594 731 477
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	273 029 731	231 947 323
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	294 621 883	325 447 544
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	37 542 461	42 175 271

Empresa: Upper Peninsula Power Company							
ID Empresa: 181							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	667 952	767 128
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	33 972 261	30 086 464
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	34 838 466	31 284 244
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 194 325	1 918 881
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	914 045	848 167
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	233 851	299 939
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	64 926	107 042
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 995 764	1 292 828
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	99 742	40 513
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	148 317	315 242
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	645 188	786 271
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 162 456	6 016 685
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	515 224	387 795
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	32 089	130 499
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	514 845	201 031
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	259 511	55 151
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 546	12 516
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	971	6 886
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 506 782	3 296 143
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 660 912	2 717 719
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	463 722	641 030
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	17 555 970	12 036 230
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	93 202 626	75 719 513
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	51 942	52 723
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	35 225	32 375
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	881 877	869 770
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	2 525	5 773
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	255 188	249 845
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	197 561	142 479
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	325 119	335 910
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 818	4 682
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	782 686	732 916
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	61 441	98 706
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	844 127	831 622
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	102	131
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	18 236 286	18 433 283
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	-	-
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	21 276 591	21 792 076
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 465 313	4 479 345
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 939 208	1 926 396
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	155 585 651	159 236 321
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	284 842 739	306 090 368
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	28 392 532	28 492 880
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	73 200 042	77 058 326
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	4 758 052	4 933 439

Empresa: KCP&L Greater Missouri Operations Company							
ID Empresa: 182							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	113 118 885	90 921 582
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	11 504 333	10 504 585
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	94 906 705	125 534 019
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	97 969 413	127 167 061
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 058 903	3 087 373
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	227 390	226 183
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 205 398	2 258 585
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 335 319	1 676 542
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	70 908	45 136
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	8 777 109	8 539 604
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	34 891	48 515
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	128 657	106 440
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	445 520	387 953
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	10 989 158	11 518 757
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 572 708	1 610 808
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	176 998	261 538
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	110 654	175 791
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	37 069	2 738
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 050 514	1 388 935
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	430 422	595 737
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	39 385	32 022
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	12 313 683	12 344 338
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	36 439 767	31 426 531
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	263 363	274 041
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 220 476	2 179 291
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	79 678 619	81 445 880
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	470 925 967	477 575 219
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	318 158	320 542
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	391 276	356 410
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	8 792 469	8 836 459
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	15 619	14 399
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 371 771	3 444 449
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 208 380	3 243 647
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 358 329	1 309 148
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	32 138	31 528
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 970 618	8 028 772
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	414 956	436 878
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 385 574	8 465 650
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 841	1 904
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	159 938 507	166 167 713
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	73 599 238	77 863 337
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	160 135 636	168 454 476
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	23 651 329	23 916 312
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	47 912 798	52 129 828
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	42 104 525	41 190 893
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 282 650 724	1 330 550 201
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 545 473 010	3 669 155 425
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	151 400 526	153 606 579
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	512 691 490	522 732 635
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	35 740 468	37 495 847

Empresa: Avista Corporation									
ID Empresa: 187									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	30 794 427	30 542 478		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	91 777 298	77 198 987		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	172 688 007	147 226 728		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	258 233 594	227 036 512		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	4 112 229	4 319 006		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	742 050	726 116		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 999 534	2 193 999		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 425 474	1 259 690		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	610 596	760 909		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	7 334 740	8 042 296		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	262 687	350 728		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 167 990	1 459 904		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 079 662	922 580		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	10 484 367	7 888 006		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	839 424	663 260		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	674 935	376 486		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	388 297	464 296		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 073 353	605 435		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	926 595	1 440 714		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	25 403	23 154		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	15 539 307	16 702 494		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	25 612 197	24 905 209		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 973 573	1 814 182		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	73 623 081	73 986 498		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	617 386 545	576 763 105		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	373 614	374 507		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	543 090	543 186		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	12 495 969	12 288 306		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	10 844	11 494		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 571 426	3 527 707		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 196 583	3 182 594		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 811 996	1 763 248		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	23 304	23 317		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 615 654	8 509 330		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 326 381	3 224 296		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	11 942 035	11 733 626		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	1 638	1 655		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	213 576 868	232 194 617		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	98 828 188	104 109 911		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	173 962 389	185 750 272		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	171 466 279	181 911 261		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	49 503 959	50 766 975		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	49 377 953	57 563 856		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 464 915 653	1 550 805 882		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 525 451 263	3 782 772 157		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	150 091 173	157 152 236		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	461 172 457	495 276 875		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	40 699 644	44 087 002		

Empresa: WEST PENN POWER COMPANY								
ID Empresa: 188								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	496 173 272	440 259 168	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	496 229 672	440 325 980	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	207 358	215 026	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	521 657	783 375	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 872 868	1 443 644	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 145 564	1 206 649	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	14 377 839	13 575 417	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	477 161	360 450	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 410 098	5 294 698	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	20 717 185	20 058 668	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	681 870	630 042	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	53 251	72 513	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 346 663	1 174 887	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	929 432	608 549	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 283 058	1 317 358	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	27 631 170	26 886 741	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	29 179 626	41 208 764	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 097	80 955	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	803 148	874 227	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	50 621 123	58 698 963	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	710 948 608	673 995 708	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	721 796	723 357	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	450 963	456 740	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	8 214 959	7 460 593	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	9 814	9 016	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	- 12 328 831	- 13 004 039	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 254 613	7 185 771	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 112 059	5 050 570	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	7 634 863	7 684 390	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	47 610	45 225	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	20 049 145	19 965 956	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	33 868	32 920	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	20 083 013	19 998 876	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	4 021	3 947	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	504 878 530	500 000 577	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	21 394 810	22 037 959	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	146 713 012	142 455 386	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	27 169 537	52 459 169	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	29 222 272	35 652 130	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 910 857 115	1 905 517 521	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 593 982 933	2 723 606 306	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	209 020 689	201 721 851	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	683 165 586	631 014 520	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	45 998 809	48 148 637	

Empresa: Western Massachusetts Electric Company							
ID Empresa: 190							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	177 077 305	126 425 295
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	177 332 903	126 693 092
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	2 327 438	2 457 584
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	969 687	979 737
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 080 968	1 410 963
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	567 745	626 521
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	151 132	94 879
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	986 870	1 263 402
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	347 054	318 347
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	236 513	72 558
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	627 354	726 399
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	9 240 451	10 294 814
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 703 827	1 904 688
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	553 659	538 287
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	709 168	900 805
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	11 520	18 223
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	71 194	57 724
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	5 990 393	8 787 906
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	22 519	387 061
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	18 278 625	18 677 356
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	41 900 550	46 875 686
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	10 048	4 614
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	1 817 159	1 584 691
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	40 171 484	41 313 335
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXPN	Crnt_yr_amt	306 734 305	271 737 888
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	208 606	209 955
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	60 893	8 818
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	3 662 214	3 715 073
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 464 651	1 440 817
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 458 781	1 460 215
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	620 958	626 496
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	18 801	18 573
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 563 191	3 546 101
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	38 130	160 154
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 601 321	3 706 255
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	706	715
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	141 476 066	147 939 953
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	66 411 878	69 075 755
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	151 805 195	156 069 126
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	325 534 895	349 163 424
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	29 560 169	29 319 030
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	17 152 813	17 562 067
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	731 758 106	754 361 777
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 809 716 084	1 935 064 082
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	84 527 506	95 868 404
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	203 617 894	216 507 181
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	21 745 179	22 591 064

Empresa: Wheeling Power Company							
ID Empresa: 192							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	51 352 291	93 450 522
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	76 951 947	39 876 247
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	76 992 449	39 913 079
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	328 703	111 220
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	40 969	40 594
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 973	175 836
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	151 463	52 997
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	25 057	37 204
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 122 368	1 094 462
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	95 238	95 344
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	883	655
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	252 582	304 346
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 014 130	5 419 993
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	212 012	190 874
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 501	12 587
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	817	721
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 292	1 573
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	130 088	135 344
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 939	12 411
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 677 989	1 411 830
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 815 591	1 759 452
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 064	9 202
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	25 909	147 976
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 230 081	9 057 293
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	189 305 649	204 413 828
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	41 403	41 269
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	109 800	110 885
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	4 561 164	5 217 721
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	425 826	417 976
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	451 771	452 270
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 747 829	2 905 456
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 229	5 669
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 630 655	3 781 371
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	820 709	1 325 465
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 451 364	5 106 836
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	530	568
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	28 477 472	30 127 455
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	10 278 125	12 010 646
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	15 848 880	17 608 514
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 589 988	4 742 847
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 585 099	1 593 667
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	159 966 684	170 113 471
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 318 227 709	1 331 740 930
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 288 319	5 680 451
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	43 763 899	46 534 611
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	5 672 183	6 164 300

Empresa: Wisconsin Power and Light Company							
ID Empresa: 194							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	182 497 975	174 385 425
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	80 507 605	71 092 849
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	158 036 535	188 843 515
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	160 689 553	189 221 330
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 604 365	1 423 380
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	347 513	276 294
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 408 178	- 159 707
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 170 438	2 173 225
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 168 028	7 772 407
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	539 756	546 071
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 621 062	1 760 155
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 767 326	12 318 902
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	670 361	769 880
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 388 962	1 401 592
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	24 114	15 644
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	308	490
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 817 558	10 275 206
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 005 142	- 6 450 787
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	- 937 178	- 1 888 231
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	85 707 316	88 857 116
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	792 947 454	796 154 385
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	465 823	466 130
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	269 201	283 183
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	15 472 387	14 768 861
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	4 173	4 895
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 427 702	3 518 759
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 314 872	2 386 458
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 813 089	4 910 270
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	39 437	39 588
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	10 613 003	10 869 612
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 586 010	3 611 171
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	15 199 013	14 480 783
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	2 564	2 681
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	430 738 127	447 714 229
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	37 349 506	39 472 775
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	397 969 472	425 073 109
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	87 032 469	88 891 027
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	19 288 474	21 536 889
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 038 953 683	2 146 693 170
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 810 228 524	5 233 274 496
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	79 328 244	85 901 310
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	622 725 378	655 071 741
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	44 795 542	46 026 258

Empresa: Wisconsin Public Service Corporation							
ID Empresa: 195							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	170 708 919	127 939 686
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	77 516 573	76 699 020
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	199 859 848	182 417 941
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	207 349 882	186 880 025
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	6 135 302	3 693 613
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 495 339	536 257
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 760 045	1 740 508
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 920 759	593 103
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	97	544
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 631 326	6 567 603
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	480 596	472 972
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	292 168	821 773
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 950 581	1 649 151
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	19 915 651	15 556 303
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 957 657	1 898 090
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	432 590	352 989
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 611 307	1 202 877
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	40 089	63 836
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	185 455	238 526
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 639 492	16 519 531
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	24 776 398	20 638 423
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 951	-
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 904 955	1 492 667
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	81 249 228	115 635 484
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	858 057 474	808 619 538
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	447 868	449 968
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	376 652	416 161
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	15 290 889	15 139 236
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	75 160	86 186
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 780 173	2 862 319
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 984 025	4 051 787
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 057 438	4 175 958
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	28 748	28 742
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	10 853 584	11 122 016
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 985 493	3 514 873
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 839 077	14 636 889
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	2 117	2 205
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	124 192 492	132 646 892
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	6 833 110	7 030 374
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	181 885 630	227 880 626
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	78 119 586	79 563 047
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	13 165 593	13 599 250
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 156 240 392	1 259 018 392
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 518 694 236	4 048 880 779
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	20 030 252	21 716 273
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	490 846 251	498 701 308
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	23 362 721	25 276 958

Empresa: Chugach Electric Association, Inc.							
ID Empresa: 202							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	66 534 877	54 718 496
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 823 327	13 099 435
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	19 599 994	15 774 733
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 186 822	1 074 058
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	94 057	96 872
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	121 871	129 044
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	592 935	610 034
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	294 695	277 828
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 958 394	2 302 549
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	84 558	82 780
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	441 464	589 346
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 689 057	1 432 528
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 182 116	3 314 962
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 980 093	1 642 737
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	186 132	193 383
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	666 740	690 160
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 146 584	1 205 860
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 711 088	5 707 521
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	406 537	366 189
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	331 780	281 025
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	22 164 567	21 215 400
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	151 621 325	133 153 789
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	80 016	80 523
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	76 027	101 939
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 656 255	1 303 204
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	4 277	4 182
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	509 824	501 736
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	562 312	119 590
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	56 824	487 651
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 467	4 043
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 133 427	1 113 020
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	442 524	84 063
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 575 951	1 197 083
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	353	200
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	14 712 386	15 375 990
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	41 586 703	43 524 740
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	81 148 089	86 048 955
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	12 043 048	10 986 124
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	10 273 343	10 555 516
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	332 309 855	343 589 463
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 126 645 882	1 190 685 459
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	60 793 403	65 436 657
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	145 221 621	148 581 194
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	9 879 968	10 357 897

Empresa: MidAmerican Energy Company								
ID Empresa: 210								
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016	
			Row_number	Tabla	Col			
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	25 270 255	25 884 788	
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	268 720 629	212 948 105	
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	12 765 836	21 404 042	
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	91 630 445	115 114 896	
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	95 094 711	118 947 065	
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 503 855	7 878 051	
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 606 280	3 921 644	
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 983 282	3 950 391	
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 250 315	3 808 044	
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 433 812	2 109 151	
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 059 691	8 948 451	
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	282 682	286 379	
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	187 679	172 775	
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 965 080	2 622 954	
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	36 822 988	36 322 199	
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 990 908	3 682 885	
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	934	-	
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	434 411	427 812	
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-	
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 029	1 117	
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	6 133 383	8 695 121	
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	574 925	574 663	
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	27 459 819	27 496 191	
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	80 221 200	85 275 641	
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 601 698	3 657 824	
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 895 095	2 619 121	
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	68 169 944	63 771 218	
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	979 188 617	942 977 015	
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	752 776	760 586	
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	597 468	773 742	
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	32 409 722	33 213 333	
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	29 323	27 352	
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-	
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 166 982	6 408 185	
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 833 492	3 847 661	
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	11 497 385	12 127 739	
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	95 490	89 651	
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 477 998	1 497 277	
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	23 091 805	23 986 491	
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 740 852	8 488 532	
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	31 832 657	32 475 023	
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-	
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	4 624	4 698	
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	519 469 115	527 988 349	
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	56 611 533	60 035 909	
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	515 837 220	554 031 278	
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	175 964 711	182 694 979	
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	68 841 882	70 293 130	
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	83 417 117	92 259 080	
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 612 577 191	2 727 507 099	
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	14 581 062 287	16 010 852 711	
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	367 520 240	385 466 943	
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 078 064 822	1 113 977 616	
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	64 449 387	67 541 812	

Empresa: Golden State Water Company							
ID Empresa: 269							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 394 800	10 387 300
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 394 800	10 387 300
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	324 600	314 400
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	66 100	88 300
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	496 000	659 200
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	167 100	157 600
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	36 800	34 600
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	442 400	456 000
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 300	3 400
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 300	14 200
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 900	2 700
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	454 600	509 000
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	1 000
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	774 500	788 800
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	114 400	78 000
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	74 300	75 600
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 943 100	7 918 500
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	22 981 000	22 141 000
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	23 755	23 866
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	18 290	21 835
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	151 955	150 656
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	681	587
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	75 499	75 897
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	38 926	36 719
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	19 050	16 013
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	190	192
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	133 665	128 821
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	133 665	128 821
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	41	38
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	10 295 800	10 540 000
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 992 900	3 412 900
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	7 565 700	8 561 600
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 103 700	5 213 200
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	434 200	433 400
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	57 368 000	62 326 600
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	87 891 000	93 388 000
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	8 555 500	9 072 500
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	30 483 000	25 537 000
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	966 000	1 238 000

Empresa: Interstate Power and Light Company									
ID Empresa: 281									
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016		
			Row_number	Tabla	Col				
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	152 779 864	133 613 072		
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	40 003 291	36 703 860		
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	247 529 401	283 908 141		
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	258 470 721	279 915 223		
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 087 244	2 862 998		
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	848 394	677 056		
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	- 1 514 501	- 1 890 858		
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 291 134	1 369 500		
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	557		
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 230 357	7 533 541		
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	259 439	549 831		
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 900 683	2 394 132		
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	15 688 203	14 391 675		
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 083 977	1 073 115		
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	254		
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 754 800	1 722 831		
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	76 845	122 038		
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-		
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	19 871 764	25 303 413		
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	46 725 274	47 293 669		
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-		
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	- 699 010	- 924 323		
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	103 498 900	115 223 560		
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 056 352 959	1 094 323 692		
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	513 234	488 265		
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	366 395	424 004		
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	17 097 149	17 111 561		
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	27 582	24 826		
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-		
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 843 431	3 632 961		
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 059 103	4 159 161		
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 921 915	6 731 405		
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	48 266	40 162		
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	19 043	689		
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	14 891 758	14 564 378		
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 811 414	2 098 353		
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	16 703 172	16 662 731		
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-		
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	3 005	2 996		
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	517 704 631	546 658 924		
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	66 017 690	68 386 137		
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	316 625 419	351 970 599		
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-		
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	89 709 030	80 885 295		
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	73 916 929	78 434 399		
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	2 417 880 758	2 559 295 379		
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 641 640 909	5 807 814 955		
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	186 543 320	196 935 206		
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	742 726 652	757 833 521		
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	46 576 174	47 239 599		

Empresa: UNS Electric, Inc.							
ID Empresa: 288							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	17 060 023	12 981 334
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	60 553 918	65 093 579
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	62 469 817	67 052 880
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	431 221	420 928
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 752	2 256
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	414 572	431 395
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	313 870	359 207
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	94 879	81 672
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	754 404	1 177 165
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 009	18 193
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 010 360	1 008 727
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	589 542	706 130
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	91 746	122 750
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	26 427	16 055
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	707 395	808 778
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 351	22 654
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	80 990	24 712
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 208	-
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 978 115	4 068 886
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 989 805	4 624 545
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	709 175	529 406
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 472 454	11 116 432
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	125 614 913	129 309 278
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	94 218	95 084
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	103 138	106 287
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 850 816	1 869 816
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 387	679
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	846 202	852 454
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	602 182	632 477
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	177 755	151 026
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 897	1 851
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 628 036	1 637 808
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	118 253	125 045
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 746 289	1 762 853
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	407	398
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	78 182 570	81 376 120
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	24 614 745	26 082 124
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	44 564 693	45 914 763
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	42 430 580	46 016 322
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	10 713 338	11 657 348
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 140 588	5 324 751
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	434 153 225	450 087 915
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	812 079 036	837 739 561
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	45 005 308	45 462 192
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	288 890 557	297 391 651
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	16 905 994	13 698 807

Empresa: Unifil Energy Systems, Inc.							
ID Empresa: 290							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	67 931 756	43 938 050
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	68 228 194	44 186 334
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 245 016	1 269 261
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	179 731	132 658
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	285 816	258 172
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	141 391	137 181
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 227	12 528
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	78 533	68 482
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 568	2 450
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	189 886	128 523
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	167 430	195 496
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	5 823 594	5 655 562
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	383	-
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	969	1 330
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	62 144	67 668
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	342	14
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	17 805	14 548
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 956	8 552
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 697 008	3 576 677
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 469 443	2 637 191
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	589 769	574 921
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 124 580	9 605 696
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	117 942 595	96 442 225
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	77 844	78 402
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	42 780	32 755
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	710 669	663 356
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 081	1 019
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	495 785	483 687
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	313 817	306 594
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	284 445	282 684
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	8 221	8 117
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	108 296	106 943
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 210 564	1 188 025
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	19 315	15 379
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 229 879	1 203 404
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	268	286
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	71 213 960	73 578 305
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 841 623	1 870 543
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	18 242 829	18 972 751
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	-	-
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	13 663 983	14 479 739
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	3 237 653	3 279 130
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	254 937 465	276 386 196
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	272 786 687	294 443 220
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	11 438 880	11 554 642
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	88 467 106	95 456 816
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	9 209 757	9 976 453

Empresa: NSTAR Electric Company							
ID Empresa: 309							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 099 763 936	815 177 367
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 142 643 626	836 698 107
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 318 462	14 488 468
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 937 874	6 228 232
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	11 717 418	11 484 800
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	13 599 199	12 600 304
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 106 475	976 887
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	323 315	499 245
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 178 327	1 984 230
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	14 880
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 056 917	2 872 429
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	17 398 983	27 575 683
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 178 568	11 833 770
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	473 705	647 680
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 240 878	7 263 425
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	180 580	141 857
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	7 254 454	7 636 081
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	13 593 433	19 993 104
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	311 994	315 245
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	29 899 586	77 547 192
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	199 399 669	268 159 223
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 215 803	189 973
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	4 307 837	4 198 198
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	158 528 110	162 570 690
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	2 022 263 128	1 867 697 167
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	1 187 199	1 197 388
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 099 324	1 143 778
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	24 983 307	24 297 155
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	27 326	25 614
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	6 687 478	6 518 340
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	13 025 724	12 832 887
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 247 923	1 176 027
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	94 161	92 004
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	21 055 286	20 619 258
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	2 801 371	2 508 505
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	23 856 657	23 127 763
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	4 454	4 655
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	647 854 763	688 137 796
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	607 239 711	626 069 743
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 331 413 239	1 390 461 315
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	526 094 402	567 224 751
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	198 261 069	207 801 411
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	21 762 120	19 614 145
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 817 355 406	5 070 366 125
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	7 167 151 009	7 768 119 814
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	197 805 691	241 093 045
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	1 540 031 483	1 624 967 403
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	137 906 476	144 326 580

Empresa: Cheyenne Light, Fuel and Power Company							
ID Empresa: 403							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	9 350 401	10 171 038
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 556 876	1 876 080
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	42 575 914	45 534 769
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	43 205 056	46 229 523
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	669 805	717 615
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	271 610	289 857
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	59 022	120 429
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	141 851	129 222
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	48 538	29 147
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	246 162	438 264
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	39 537	-
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	158 444	146 834
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	89 145	73 380
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	756 904	842 206
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	245 360	126 148
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	19 474	20 408
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	253 305	252 256
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	51 499	46 134
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kV)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	239 876	328 383
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	115	19 578
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	960 727	885 377
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	644 223	457 405
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 198	4 611
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	302 200	260 591
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	10 740 190	9 537 066
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MMNT_EXP	Crnt_yr_amt	94 970 370	98 946 790
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	41 180	41 583
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	111 931	117 551
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	1 530 628	1 677 421
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	256 964	257 593
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	532 219	531 447
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	498 141	650 810
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	3 786	3 806
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	5 928	5 593
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 297 038	1 449 249
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	121 659	110 621
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	1 418 697	1 559 870
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	212	233
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	20 966 235	21 823 297
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	8 010 827	8 299 152
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	38 097 249	39 281 754
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kV)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	13 181 024	13 183 158
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 303 689	4 796 692
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	6 602 904	6 866 755
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	169 677 073	175 762 756
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	518 901 179	521 529 629
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 881 932	6 133 285
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	53 451 102	56 332 284
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	4 329 918	4 485 991

Empresa: UGI Utilities, Inc.							
ID Empresa: 428							
Ref. FERC FORM Nº 1	Concepto	RowLiteral	Ref. Base de Datos			2015	2016
			Row_number	Tabla	Col		
p320 L25	Costos de Combustible	(518) Fuel	25	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p320 L5	Costos de Combustible	(501) Fuel	5	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L63	Costos de Combustible	(547) Fuel	63	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	-	-
p321 L76	Costos Compra de Energía	(555) Purchased Power	76	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	52 447 152	48 449 745
p321 L79	Costos Totales por Compra de Energía	TOTAL Other Power Supply Exp (Enter Total of lines 76 thru 78)	79	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	52 447 676	48 450 113
p322 L134	Costos OyM (D)	(580) Operation Supervision and Engineering	134	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	392 136	462 158
p322 L136	Costos OyM (D)	(582) Station Expenses	136	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	75 524	81 436
p322 L137	Costos OyM (D)	(583) Overhead Line Expenses	137	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	172 274	183 963
p322 L138	Costos OyM (D)	(584) Underground Line Expenses	138	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	42 588	49 245
p322 L141	Costos OyM (D)	(587) Customer Installations Expenses	141	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	152 579	102 339
p322 L142	Costos OyM (D)	(588) Miscellaneous Expenses	142	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	586 699	675 784
p322 L143	Costos OyM (D)	(589) Rents	143	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 385	545
p322 L146	Costos OyM (D)	(590) Maintenance Supervision and Engineering	146	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	217 216	214 030
p322 L14	Costos OyM (D)	(592) Maintenance of Station Equipment	148	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	147 776	90 299
p322 L149	Costos OyM (D)	(593) Maintenance of Overhead Lines	149	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 675 802	4 021 254
p322 L150	Costos OyM (D)	(594) Maintenance of Underground Lines	150	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	171 312	146 346
p322 L151	Costos OyM (D)	(595) Maintenance of Line Transformers	151	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	176 022	116 738
p322 L135	Costos OyM (D)	(581) Load Dispatching	135	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	342 417	341 925
p322 L147	Costos OyM (D)	(591) Maintenance of Structures	147	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	1 525	2 170
p322 L154	Costos OyM (D)	(598) Maintenance of Miscellaneous Distribution Plant	154	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	16 428	20 935
p422-423	Costos OyM (D)	Costos O&M Transmisión (24-115kv)	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	123 686	372 473
p322 L153	Costos de OyM (C)	(597) Maintenance of Meters	153	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	14 179	8 122
p322 L164	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Accounts Expenses (Total of lines 159 thru 163)	164	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	3 360 697	2 654 789
p323 L171	Costos de OyM (C)	TOTAL Customer Service and Information Expenses (Total 167 thru 170)	171	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	308 847	266 252
p323 L178	Costos de OyM (C)	TOTAL Sales Expenses (Enter Total of lines 174 thru 177)	178	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	23 502	24 940
p322 L140	Costos de OyM (C)	(586) Meter Expenses	140	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	421 210	404 658
p323 L197	Costos de Administración	TOTAL Administrative & General Expenses (Total of lines 194 and 196)	197	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	8 847 884	5 744 517
p323 L198	Costos Totales	TOTAL Elec Op and Maint Expns (Total 80,112,131,156,164,171,178,197)	198	F1_ELC_OP_MNNT_EXP	Crnt_yr_amt	78 655 073	71 172 304
p301 L14	Nº de Clientes	TOTAL Revenues Net of Prov. for Refunds	14	f1_elctrc_oper_rev	Avg_cstmr_crnty	61 899	61 923
p401a L27	Pérdidas de energía [MWh]	Total Energy Losses	27	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	55 410	56 562
p401a L28	Energía de ingreso [MWh]	TOTAL (Enter Total of Lines 22 Through 27) (MUST EQUAL LINE 20)	28	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	804 580	802 542
p401a L26	Energía Consumo propio [MWh]	Energy Used by the Company (Electric Dept Only, Excluding Station Use)	26	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	2 054	1 806
p401a L25	Energía suministrada sin costo [MWh]	Energy Furnished Without Charge	25	f1_elctrc_erg_acct	Erg_disp_mwh	-	-
p300 L2	Venta Consumo Residencial [MWh]	(440) Residential Sales	2	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	554 166	551 190
p300 L4	Venta Consumo Comercial [MWh]	Small (or Comm.) (See Instr. 4)	4	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	324 382	314 300
p300 L5	Venta Consumo Industrial [MWh]	Large (or Ind.) (See Instr. 4)	5	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	106 076	106 003
p300 L6	Venta Energía para AP [MWh]	(444) Public Street and Highway Lighting	6	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	4 897	4 872
p300 L7	Venta a Autoridades [MWh]	(445) Other Sales to Public Authorities	7	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	731	632
p300 L10	Venta a Usuarios Propios [MWh]	TOTAL Sales to Ultimate Consumers	10	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	990 252	976 997
p300 L11	Venta para reventa [MWh]	(447) Sales for Resale	11	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	132	121
p300 L12	Venta totales de energía [MWh]	TOTAL Sales of Electricity	12	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	990 384	977 118
p300 L8+L9	Venta de Energía Otras [MWh]	(446) Sales to Railroads and Railways	8	f1_elctrc_oper_rev	Mwh_sold_crnt_yr	-	-
p401b	Demanda Pico [MW]	Demanda Pico [MW]	-	f1_mthly_peak_otpt	Megawatts	211	200
p206 L65	Activos D (Líneas Aereas)	(365) Overhead Conductors and Devices	65	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	29 075 469	30 454 179
p206 L65	Activos D (conducciones subt.)	(366) Underground Conduit	66	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	5 106 097	5 504 159
p206 L67	Activos D (Líneas Subterrán.)	(367) Underground Conductors and Devices	67	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	7 541 670	7 535 766
p422-423	Activos D (Transm. 24-115kv)	Activos Trans 24-115	-	f1_xmssn_line_2015	Varias	12 414 015	12 821 434
p206 L70	Activos C	(370) Meters	70	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	9 351 520	9 471 816
p206 L73	Activos AP	(373) Street Lighting and Signal Systems	73	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	1 525 058	1 540 870
p206 L75	Activos (D+C+AP)	TOTAL Distribution Plant (Enter Total of lines 60 thru 74)	75	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	124 834 999	129 066 776
p207 L104	Activos (G+T+D+C+AP+PG+I)	TOTAL Electric Plant in Service (Enter Total of lines 100 thru 103)	104	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	170 379 397	177 607 615
p207 L99	Activos PG	TOTAL General Plant (Enter Total of lines 96, 97 and 98)	99	f1_plant_in_srvce	Yr_end_bal	4 678 772	4 612 885
p219 L26	Depreciación Acumulada (D+C+AP)	Distribution	26	f1_accumdepr_prvsn	electric_plant	49 352 488	52 249 608
p336 L8	Depreciación Anual (D+C+AP)	Distribution Plant	8	f1_dacs_epda	Depr_expn	3 302 240	3 486 391

II.4. ÍNDICES DE PRECIOS AL CONSUMIDOR E INDUSTRIALES ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

Años	CPI (promedio anual)	PPI (promedio anual)
1980	82.40	65.40
1981	90.90	75.00
1982	96.50	84.10
1983	99.60	86.70
1984	103.90	91.10
1985	107.60	94.80
1986	109.60	96.30
1987	113.60	94.10
1988	118.30	94.70
1989	124.00	97.70
1990	130.70	100.60
1991	136.20	107.70
1992	140.30	109.00
1993	144.50	109.80
1994	148.20	108.60
1995	152.40	110.00
1996	156.90	110.60
1997	160.50	110.00
1998	163.00	109.30
1999	166.60	108.40
2000	172.20	110.60
2001	177.10	118.70
2002	179.90	117.70
2003	184.00	122.60
2004	188.90	123.70
2005	195.30	131.30
2006	201.60	145.30
2007	207.34	151.70
2008	215.30	159.30
2009	214.54	159.10
2010	218.06	160.80
2011	224.94	169.60
2012	229.59	175.10
2013	232.96	169.83
2014	236.74	181.97
2015	237.02	186.68
2016	240.01	177.88
2017 (*)	244.08	198.00

Fuente: Bureau of Labor Statistics de Estados Unidos (<https://www.bls.gov/cpi/> y <https://www.bls.gov/ppi/>)

Nota (*): el promedio de 2017 es enero-junio

II.5. EMPRESAS DE LA FERC E INFORMACIÓN DE BASE RECOPIADA PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS (Valores económicos expresados en USD de junio de 2017)

Año 2015

ID	Empresa	Activos Distribución [USD]	Activos Comercialización [USD]	OYM Comercialización [USD]	OYM Distribución [USD]	OYM Administración [USD]	Energía vendida [MWh]	Energía de Perdidas [MWh]	Clientes [Cantidad]	Demanda Máxima [MW]
2	ALABAMA POWER COMPANY	10,362,336,087	482,179,501.68	166,319,272.06	200,130,818	141,784,625.96	55,765,507.00	3,196,037.00	1,458,602.00	10,906.40
3	Alaska Electric Light and Power Company	136,857,886	9,401,399.04	1,506,285.40	2,872,855	2,827,340.81	398,066.00	20,248.00	16,671.00	76.00
6	Appalachian Power Company	4,110,583,581	168,687,097.60	51,532,821.11	147,667,180	36,868,038.63	28,923,166.00	2,623,131.00	956,655.00	7,311.92
7	Arizona Public Service Company	6,404,309,942	435,336,208.54	128,417,508.51	116,723,058	55,753,180.70	27,950,491.00	1,386,069.00	1,177,541.00	6,135.06
8	Entergy Arkansas, Inc.	4,394,147,952	202,918,159.39	119,612,238.49	84,614,929	68,878,455.53	21,160,228.00	1,078,414.00	704,181.00	3,197.36
9	Atlantic City Electric Company	2,502,044,174	84,101,644.58	123,465,235.43	73,868,752	61,174,161.26	9,249,001.00	689,506.00	545,783.00	2,130.35
11	Emera Maine	665,805,035	51,667,695.95	9,946,411.00	15,263,169	68,411,642.25	2,017,350.00	97,007.00	169,355.00	240.09
17	Duke Energy Progress, LLC	7,186,200,876	315,575,917.58	70,002,983.10	138,001,134	57,713,650.11	43,574,984.00	2,533,562.00	1,506,551.00	10,138.28
22	Cleco Power LLC	1,671,401,155	86,560,302.00	29,898,707.74	29,612,747	20,408,855.88	8,613,437.00	583,762.00	286,615.00	1,957.42
27	Duke Energy Ohio, Inc.	3,119,268,216	159,522,006.81	39,091,999.78	68,043,331	67,297,466.37	20,162,115.00	141,880.00	701,130.00	1,074.16
30	Cleveland Electric Illuminating Company, The	2,852,302,746	173,723,099.51	42,251,122.28	43,845,097	8,615,185.03	18,501,986.00	89,549.00	745,641.00	4,109.00
32	Commonwealth Edison Company	19,256,629,409	873,131,512.22	533,022,638.80	458,072,757	359,474,604.20	86,731,560.00	7,730,725.00	3,896,654.00	20,043.59
39	Connecticut Light and Power Company, The	6,104,478,627	223,182,799.65	293,100,310.28	156,569,457	169,641,509.47	22,071,088.00	502,690.00	1,230,310.00	4,730.07
41	Consumers Energy Company	8,564,308,956	599,813,692.60	196,089,872.24	165,271,186	64,378,683.76	32,992,002.00	1,782,597.00	1,795,337.00	6,593.34
42	The Dayton Power and Light Company	2,269,366,095	76,101,614.47	75,489,810.29	56,196,417	28,634,169.82	3,905,044.00	466,048.00	277,690.00	790.23
43	Delmarva Power & Light Company	2,695,531,319	180,515,027.65	86,139,287.87	76,209,966	64,823,030.29	12,474,704.00	778,579.00	511,765.00	4,014.00
44	DTE Electric Company	8,347,624,130	473,070,193.74	271,520,590.83	260,821,845	124,622,302.46	42,173,283.00	3,011,799.00	2,154,875.00	9,772.76
45	Duke Energy Carolinas, LLC	17,040,516,547	635,252,997.14	127,989,048.54	257,175,210	148,516,540.80	78,943,228.00	4,132,895.00	2,484,084.00	16,789.15
46	Duquesne Light Company	2,982,806,954	149,529,895.14	77,952,805.48	42,236,267	109,825,051.34	13,483,108.00	828,572.00	587,359.00	2,799.94
49	El Paso Electric Company	1,468,446,378	79,156,216.24	22,372,929.44	22,474,078	28,595,950.11	7,803,882.00	596,573.00	402,543.00	1,308.10
51	The Empire District Electric Company	1,234,410,857	34,311,716.12	15,764,443.06	27,712,883	19,610,779.74	4,609,241.00	203,716.00	169,346.00	1,083.10
54	Fitchburg Gas and Electric Light Company	135,026,195	7,742,183.92	10,256,430.49	3,468,252	3,468,523.31	453,208.00	12,528.00	29,218.00	86.75
55	Duke Energy Florida, LLC	7,094,390,365	248,454,390.26	162,762,067.09	152,539,672	136,700,287.96	38,553,183.00	2,285,421.00	1,721,862.00	9,154.44
56	Florida Power & Light Company	13,935,011,391	1,047,220,589.34	230,374,157.97	266,647,128	137,716,753.21	109,820,397.00	6,768,828.00	4,775,381.00	21,225.28
57	Georgia Power Company	10,264,579,828	591,189,277.27	352,461,938.29	229,291,930	174,699,147.99	83,804,165.00	4,062,903.00	2,439,238.00	15,394.52
59	Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp.	180,147,529	5,691,197.88	4,546,120.78	6,635,393	2,601,718.20	931,776.00	9,660.00	43,705.00	187.45
61	Green Mountain Power Corp	1,240,338,180	66,702,235.77	13,033,913.73	34,100,824	12,852,169.64	4,229,975.00	269,560.00	260,216.00	568.32
62	Gulf Power Company	1,604,505,718	104,491,579.00	60,661,706.27	45,698,096	37,723,495.95	11,085,872.00	556,358.00	447,558.00	1,992.49
70	Idaho Power Company	2,168,602,613	134,159,903.60	68,503,139.32	45,168,463	67,575,495.79	14,264,493.00	1,051,718.00	520,546.00	3,144.52
73	Indiana Michigan Power Company	2,083,573,840	131,783,152.11	38,624,297.46	55,827,719	18,908,745.52	18,015,613.00	2,182,967.00	587,309.00	2,725.97
74	Indianapolis Power & Light Company	1,672,194,277	96,638,304.56	25,844,602.03	36,344,696	34,695,161.00	13,708,719.00	516,368.00	482,365.00	2,668.99
77	Jersey Central Power & Light Company	5,886,589,305	195,640,458.09	190,229,151.42	109,732,379	86,528,380.08	21,061,616.00	1,019,527.00	1,106,242.00	5,684.82
79	Kansas City Power & Light Company	2,570,172,343	199,553,382.44	58,003,094.06	52,188,780	47,536,603.55	14,698,066.00	528,040.00	524,999.00	2,446.55
80	Kansas Gas and Electric Company	1,680,973,086	48,859,511.13	19,558,889.32	38,873,409	19,237,060.69	9,657,320.00	1,838,193.00	323,160.00	2,066.57
81	Kentucky Power Company	969,587,396	31,155,839.81	11,370,906.74	48,805,863	9,770,091.59	6,218,801.00	410,764.00	170,064.00	1,212.16
82	Kentucky Utilities Company	2,409,504,702	120,922,930.33	59,653,996.30	53,055,699	45,162,649.31	19,046,395.00	1,338,766.00	544,330.00	4,502.22
83	Kingsport Power Company	169,241,547	9,265,206.09	1,581,918.39	4,130,387	2,708,062.24	2,086,994.00	59,415.00	47,309.00	546.00
84	Lockhart Power Company	39,972,833	3,137,218.22	559,186.92	1,078,488	1,139,251.72	200,872.00	18,771.00	6,223.00	37.50
88	Louisville Gas and Electric Company	1,419,616,351	63,542,568.17	34,043,393.60	43,609,455	31,967,563.78	11,767,029.00	540,458.00	401,385.00	2,274.02
89	Madison Gas and Electric Company	443,801,745	28,230,021.41	15,195,823.44	13,345,779	10,952,585.13	3,292,122.00	100,196.00	147,728.00	613.31

ID	Empresa	Activos Distribución [USD]	Activos Comercialización [USD]	OYM Comercialización [USD]	OYM Distribución [USD]	OYM Administración [USD]	Energía vendida [MWh]	Energía de Perdidas [MWh]	Clientes [Cantidad]	Demanda Máxima [MW]
93	Massachusetts Electric Company	4,670,190,737	210,540,051.32	397,841,079.73	146,452,996	153,028,965.48	8,696,128.00	378,060.00	966,910.00	4,373.56
95	MDU Resources Group, Inc.	416,674,250	26,633,777.43	5,545,364.45	15,040,980	7,215,380.63	3,316,017.00	240,104.00	140,690.00	611.99
96	Metropolitan Edison Company	3,012,696,609	23,264,999.24	69,964,944.62	39,551,831	42,024,560.71	13,847,187.00	405,480.00	559,325.00	2,570.61
98	ALLETE, Inc.	783,669,900	75,029,125.52	15,643,316.08	25,780,263	15,928,675.29	8,424,680.00	316,720.00	145,054.00	971.82
99	Mississippi Power Company	1,484,363,092	41,035,151.54	34,588,460.38	28,717,268	34,153,118.33	9,828,598.00	719,799.00	187,022.00	1,607.53
100	Entergy Mississippi, Inc.	2,280,554,564	89,280,026.00	36,932,738.38	43,469,340	35,768,279.31	13,289,770.00	826,001.00	444,172.00	2,842.22
101	MONONGAHELA POWER COMPANY	2,189,200,297	101,901,661.10	28,313,163.29	66,327,603	14,407,518.67	11,470,311.00	575,374.00	389,373.00	1,491.77
105	Mt. Carmel Public Utility Co	35,287,495	2,498,405.82	587,971.32	1,277,889	1,970,654.52	96,330.00	7,166.00	5,373.00	24.17
107	The Narragansett Electric Company	1,879,812,743	83,180,894.82	118,001,523.31	40,500,558	74,444,690.40	4,492,267.00	486,503.00	449,020.00	1,738.00
108	Nevada Power Company, d/b/a NV Energy	3,161,403,362	172,865,837.83	108,347,731.49	35,551,482	56,288,789.69	21,625,971.00	489,601.00	888,023.00	5,003.15
114	Entergy New Orleans, Inc.	734,166,534	50,793,261.62	15,247,505.05	10,361,360	17,216,399.42	5,549,124.00	69,778.00	180,727.00	833.42
115	New York State Electric & Gas Corporation	3,575,745,230	182,156,979.24	187,388,941.14	119,932,960	98,143,119.08	15,735,269.00	390,145.00	885,400.00	2,508.91
117	Niagara Mohawk Power Corporation	8,933,358,076	228,687,314.92	323,250,187.41	225,969,270	319,570,090.33	13,036,719.00	389,575.00	1,290,251.00	6,391.89
119	Northern Indiana Public Service Company	2,732,837,618	135,497,789.85	24,523,332.20	41,812,654	49,031,866.60	16,563,594.00	866,755.00	461,452.00	3,021.23
120	Northern States Power Company (Minnesota)	5,233,297,374	167,389,000.73	130,618,935.20	120,013,027	60,025,519.13	34,619,698.00	633,889.00	1,441,799.00	6,533.41
121	Northern States Power Company (Wisconsin)	1,585,708,915	55,558,361.94	22,477,270.43	31,167,438	20,955,369.97	6,647,300.00	511,595.00	255,036.00	1,323.00
123	Northwestern Wisconsin Electric Company	62,996,482	1,871,817.66	1,037,896.47	1,518,402	1,514,387.09	166,390.00	15,963.00	13,563.00	35.83
126	Ohio Edison Company	3,531,536,835	227,650,852.81	55,726,157.24	55,510,005	15,482,031.25	24,291,651.00	274,395.00	1,037,217.00	3,626.92
127	Ohio Power Company	5,304,278,780	284,217,616.23	308,081,248.62	191,738,450	59,403,736.30	43,415,882.00	758,583.00	1,464,072.00	3,034.18
130	Oklahoma Gas and Electric Company	4,096,621,034	246,198,566.11	70,105,083.62	75,076,586	48,255,791.80	26,670,394.00	1,119,475.00	820,073.00	6,060.27
131	Orange and Rockland Utilities, Inc	989,814,198	46,026,530.55	57,459,848.57	51,755,915	69,823,712.70	4,028,328.00	23,239.00	227,968.00	1,282.72
132	Otter Tail Power Company	855,626,207	56,015,539.68	24,363,766.13	15,904,086	17,571,949.34	4,593,604.00	738,444.00	130,822.00	877.97
134	PacifiCorp	10,276,703,280	316,152,067.43	235,359,541.52	208,473,272	58,637,281.51	54,641,212.00	4,298,494.00	1,812,975.00	9,231.55
135	PECO Energy Company	6,338,431,987	422,261,253.21	223,004,457.00	231,619,288	129,833,728.26	38,002,064.00	2,268,368.00	1,601,219.00	8,069.34
136	Pennsylvania Electric Company	3,603,024,499	22,021,260.88	69,768,834.07	45,106,469	46,142,580.08	13,592,363.00	405,478.00	587,614.00	2,526.88
137	Pennsylvania Power Company	641,615,324	35,981,072.48	17,379,001.11	12,072,331	11,375,157.61	4,526,159.00	108,690.00	163,171.00	1,018.00
138	PPL Electric Utilities Corporation	8,277,373,650	493,316,305.55	205,870,079.38	164,690,712	145,425,739.48	36,981,131.00	2,458,161.00	1,418,570.00	7,651.03
141	Portland General Electric Company	4,241,300,360	255,047,116.91	75,377,877.51	99,454,185	76,436,471.95	17,696,386.00	1,166,122.00	848,564.00	3,352.62
142	THE POTOMAC EDISON COMPANY	1,842,825,705	97,644,640.16	32,242,631.60	31,900,776	5,292,544.97	10,616,310.00	168,154.00	398,601.00	3,120.05
143	Potomac Electric Power Company	6,989,621,880	231,526,272.62	131,940,952.55	126,895,930	121,380,605.02	25,987,432.00	912,910.00	817,447.00	6,042.00
144	Duke Energy Indiana, LLC	3,984,772,890	232,982,617.00	54,189,093.74	93,355,890	43,021,608.79	27,820,955.00	1,212,627.00	804,330.00	4,805.99
145	Public Service Company of Colorado	4,454,044,460	306,827,646.70	161,334,559.61	93,121,768	87,466,439.08	28,699,558.00	1,761,473.00	1,423,809.00	5,450.12
146	Public Service Company of New Hampshire	2,262,100,510	145,983,421.07	55,827,277.94	66,633,530	56,377,973.38	7,926,556.00	255,592.00	504,071.00	1,473.27
147	Public Service Company of New Mexico	1,972,907,132	82,603,959.00	24,659,039.81	22,649,902	25,266,107.92	8,986,070.00	672,518.00	514,899.00	1,553.07
148	Public Service Company of Oklahoma	2,458,538,635	145,335,887.39	57,342,196.90	67,586,679	23,311,099.61	17,905,328.00	629,631.00	544,111.00	3,948.85
149	Public Service Electric and Gas Company	8,887,746,369	361,812,400.85	490,407,659.60	164,244,096	179,550,799.58	41,724,463.00	1,115,712.00	2,216,274.00	8,876.18
150	Puget Sound Energy, Inc.	4,129,218,629	200,476,886.28	175,187,371.34	88,350,797	58,272,389.11	20,509,764.00	1,455,855.00	1,103,635.00	3,081.41
151	Rochester Gas and Electric Corporation	1,636,683,480	69,292,850.49	96,938,925.66	57,023,419	50,896,954.71	7,126,829.00	369,552.00	373,848.00	1,501.46
152	Rockland Electric Company	291,011,753	11,554,511.19	14,382,231.33	16,443,032	19,335,774.67	1,631,351.00	62,638.00	72,871.00	396.00
155	San Diego Gas & Electric Company	5,559,323,169	363,247,108.76	238,574,435.27	132,464,117	340,267,784.78	16,267,013.00	1,544,260.00	1,416,661.00	2,421.95
157	Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy	1,956,822,246	74,619,928.13	22,927,307.09	23,832,470	22,202,258.47	8,246,176.00	460,845.00	334,293.00	1,589.96
159	South Carolina Electric & Gas Company	4,126,549,106	151,103,974.36	67,104,300.61	62,298,544	66,948,192.03	22,172,583.00	1,062,512.00	694,838.00	4,777.47
161	Southern California Edison Company	20,156,026,361	1,242,196,606.22	809,739,789.63	484,576,442	767,604,468.64	86,463,471.00	3,360,028.00	5,019,913.00	21,453.05
163	Southern Indiana Gas and Electric Company	916,047,981	25,446,009.57	15,951,844.68	16,537,267	10,108,544.69	5,458,157.00	261,039.00	147,771.00	1,154.01

ID	Empresa	Activos Distribución [USD]	Activos Comercialización [USD]	OYM Comercialización [USD]	OYM Distribución [USD]	OYM Administración [USD]	Energía vendida [MWh]	Energía de Perdidas [MWh]	Clientes [Cantidad]	Demanda Máxima [MW]
164	Southwestern Electric Power Company	2,496,500,582	126,282,376.80	44,562,719.32	83,411,580	24,354,367.48	17,862,612.00	528,659.00	529,818.00	3,413.30
166	Southwestern Public Service Company	2,457,113,622	97,570,571.64	38,197,796.09	45,856,309	27,465,942.54	19,127,404.00	802,249.00	387,437.00	3,202.66
167	Superior Water, Light and Power Company	46,476,178	4,725,511.75	1,930,144.66	1,675,616	3,135,771.23	788,342.00	13,612.00	14,704.00	123.00
170	Tampa Electric Company	2,339,410,852	114,711,773.55	78,241,962.77	49,199,523	54,242,666.35	19,006,474.00	1,099,589.00	718,712.00	3,758.49
175	Toledo Edison Company, The	1,288,489,776	72,470,594.97	23,663,394.31	18,683,432	4,789,287.08	10,454,511.00	231,548.00	308,152.00	1,461.44
176	Tucson Electric Power Company	2,026,184,518	78,525,486.09	37,600,403.42	19,507,967	23,355,521.72	9,053,069.00	809,142.00	417,174.00	1,447.82
177	UNION ELECTRIC COMPANY	6,821,216,275	161,217,716.89	161,525,315.74	143,364,153	111,295,949.04	35,875,728.00	1,634,326.00	1,203,552.00	6,401.50
178	Duke Energy Kentucky, Inc.	520,451,983	23,089,199.40	9,003,741.85	12,190,009	5,504,164.66	4,033,290.00	133,217.00	138,606.00	628.35
179	The United Illuminating Company	1,375,182,480	86,068,642.98	98,108,344.08	99,641,619	39,134,090.61	5,450,238.00	213,470.00	332,221.00	1,241.00
181	Upper Peninsula Power Company	226,400,749	7,599,374.72	6,847,780.24	13,178,237	8,746,921.32	782,686.00	35,225.00	51,942.00	94.89
182	KCP&L Greater Missouri Operations Company	1,621,086,633	73,748,437.16	52,941,934.00	29,535,580	38,894,623.76	7,970,618.00	391,276.00	318,158.00	1,754.11
187	Avista Corporation	1,948,004,785	71,861,037.73	44,551,833.92	35,174,666	35,959,043.27	8,615,654.00	543,090.00	373,614.00	1,201.97
188	WEST PENN POWER COMPANY	2,750,676,373	43,542,770.75	60,821,196.97	53,337,262	35,157,856.63	20,049,145.00	450,963.00	721,796.00	4,004.42
190	Western Massachusetts Electric Company	1,154,136,525	39,371,044.11	64,043,350.06	26,364,015	40,623,415.32	3,563,191.00	60,893.00	208,606.00	698.65
192	Wheeling Power Company	161,641,445	5,440,034.14	3,608,166.95	6,590,316	1,589,581.26	3,630,655.00	109,800.00	41,403.00	434.63
194	Wisconsin Power and Light Company	2,422,955,950	129,170,817.93	19,498,847.75	30,627,039	15,130,091.59	10,613,003.00	269,201.00	465,823.00	1,804.03
195	Wisconsin Public Service Corporation	1,583,273,890	131,907,686.35	44,921,223.88	51,154,496	24,262,905.24	10,853,584.00	376,652.00	447,868.00	1,565.21
202	Chugach Electric Association, Inc.	360,307,996	18,757,500.58	6,658,855.72	14,045,894	10,579,167.98	1,133,427.00	76,027.00	80,016.00	258.68
210	MidAmerican Energy Company	3,624,576,637	111,474,131.33	118,479,444.05	84,176,628	27,085,818.40	23,091,805.00	597,468.00	752,776.00	3,376.91
269	Golden State Water Company	119,523,975	13,182,871.35	994,480.86	2,065,931	7,502,814.16	133,665.00	18,290.00	23,755.00	41.00
281	Interstate Power and Light Company	3,128,743,843	142,155,258.75	68,038,130.73	35,777,345	21,381,693.19	14,891,758.00	366,395.00	513,234.00	2,686.63
288	UNS Electric, Inc.	695,383,951	18,155,691.33	8,960,139.35	4,681,633	3,522,921.95	1,628,036.00	103,138.00	94,218.00	381.00
290	Unitil Energy Systems, Inc.	295,024,270	18,108,303.79	6,987,979.12	8,460,033	3,467,437.45	1,210,564.00	42,780.00	77,844.00	260.72
309	NSTAR Electric Company	5,528,907,189	283,368,103.05	242,771,123.85	116,031,256	78,733,263.37	21,055,286.00	1,099,324.00	1,187,199.00	3,954.57
403	Cheyenne Light, Fuel and Power Company	202,790,357	6,183,137.02	1,972,507.15	3,392,052	1,910,382.17	1,297,038.00	111,931.00	41,180.00	195.15
428	UGI Utilities, Inc.	176,146,192	14,168,483.04	4,262,509.95	6,489,594	5,472,349.90	990,252.00	55,410.00	61,899.00	210.97
432	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP	545,833,296	25,409,585.59	5,271,963.78	14,469,590	14,603,432.28	1,918,199.00	130,934.00	94,842.00	384.26

Año 2016

ID	Empresa	Activos Distribución [USD]	Activos Comercialización [USD]	OYM Comercialización [USD]	OYM Distribución [USD]	OYM Administración [USD]	Energía vendida [MWh]	Energía de Pérdidas [MWh]	Clientes [Cantidad]	Demanda Máxima [MW]
2	ALABAMA POWER COMPANY	10,440,123,892	474,433,006.06	167,488,441.58	293,939,317	160,401,482.66	54,952,074.00	3,139,046.00	1,468,744.00	9,740.46
3	Alaska Electric Light and Power Company	136,547,275	9,536,905.69	1,536,185.91	3,187,967	2,924,382.18	395,154.00	18,118.00	16,853.00	78.00
6	Appalachian Power Company	4,204,803,270	164,937,054.70	58,950,821.71	167,628,498	35,827,841.36	28,438,239.00	2,345,762.00	956,754.00	6,087.75
7	Arizona Public Service Company	6,626,804,337	438,072,441.73	140,971,152.60	118,745,181	66,902,806.71	28,022,002.00	1,808,396.00	1,193,557.00	6,434.21
8	Entergy Arkansas, Inc.	4,731,895,822	190,881,929.16	111,187,277.94	82,598,340	62,434,213.76	20,639,386.00	1,404,219.00	706,880.00	3,228.74
9	Atlantic City Electric Company	2,573,996,877	82,727,357.06	138,068,375.97	90,074,753	89,619,490.61	9,058,873.00	572,188.00	548,442.00	2,279.56
11	Emera Maine	672,203,166	51,394,206.01	11,348,251.27	15,984,913	53,946,269.47	1,929,137.00	85,832.00	162,804.00	231.82
17	Duke Energy Progress, LLC	7,664,587,855	298,642,395.41	71,461,847.65	168,609,255	78,042,427.87	43,867,827.00	2,527,023.00	1,526,437.00	8,592.53
22	Cleco Power LLC	1,699,488,590	92,796,029.34	31,689,564.53	29,753,821	17,765,511.54	8,464,108.00	1,253,415.00	288,019.00	1,883.55
27	Duke Energy Ohio, Inc.	3,257,789,955	142,027,105.23	33,404,028.27	83,468,111	38,436,818.02	20,489,648.00	216,505.00	706,794.00	1,041.06
30	Cleveland Electric Illuminating Company, The	2,947,797,560	182,590,513.65	37,575,477.91	51,351,004	26,234,295.07	18,817,928.00	73,783.00	747,748.00	4,320.00
32	Commonwealth Edison Company	19,866,305,739	1,008,227,874.24	526,882,602.79	452,117,826	360,703,712.11	88,903,412.00	7,995,872.00	3,953,907.00	21,022.87
39	Connecticut Light and Power Company, The	6,320,192,276	218,112,254.86	300,197,976.67	178,169,961	160,500,014.73	21,616,735.00	917,830.00	1,238,367.00	4,828.50
41	Consumers Energy Company	8,447,549,159	718,209,841.98	192,123,675.71	165,316,790	57,852,982.76	33,659,725.00	1,787,613.00	1,804,631.00	7,023.76
42	The Dayton Power and Light Company	2,350,030,719	78,330,716.85	98,051,470.92	38,788,944	32,594,490.91	3,856,016.00	177,560.00	271,328.00	824.22
43	Delmarva Power & Light Company	2,602,578,744	165,585,495.08	88,679,687.42	86,498,783	94,711,731.53	12,141,119.00	1,076,291.00	516,709.00	3,964.59
44	DTE Electric Company	8,230,637,748	513,389,032.81	270,783,942.25	279,258,813	134,938,044.49	43,664,588.00	1,544,444.00	2,169,416.00	10,862.20
45	Duke Energy Carolinas, LLC	16,608,090,578	768,962,607.28	132,860,987.33	299,647,900	152,693,227.24	79,462,909.00	4,782,092.00	2,519,341.00	16,271.23
46	Duquesne Light Company	2,963,712,646	156,026,748.90	67,853,047.05	48,851,476	114,442,241.54	13,153,540.00	871,710.00	587,954.00	2,792.21
49	El Paso Electric Company	1,618,132,969	87,157,764.65	22,650,293.91	23,614,362	28,947,102.91	7,812,491.00	556,519.00	408,529.00	1,408.78
51	The Empire District Electric Company	1,283,994,745	36,142,926.33	15,681,603.42	25,589,315	20,542,113.63	4,618,760.00	173,366.00	170,533.00	1,056.19
54	Fitchburg Gas and Electric Light Company	142,959,014	8,639,424.59	8,548,529.21	3,613,198	3,373,639.41	433,432.00	4,517.00	29,385.00	80.17
55	Duke Energy Florida, LLC	7,251,331,112	251,067,452.28	186,844,018.98	163,214,045	157,748,425.99	38,773,961.00	2,160,162.00	1,743,149.00	9,300.87
56	Florida Power & Light Company	14,651,196,745	1,018,844,026.24	176,400,600.14	263,471,485	126,841,895.17	109,662,646.00	6,246,790.00	4,840,280.00	22,027.84
57	Georgia Power Company	10,162,236,115	576,762,685.08	368,453,301.43	260,038,572	202,849,991.18	84,872,503.00	3,836,232.00	2,468,873.00	15,408.92
59	Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp.	260,688,378	5,725,265.00	3,257,707.58	7,160,394	2,633,446.00	909,124.00	19,764.00	43,692.00	193.53
61	Green Mountain Power Corp	1,283,316,995	67,531,906.57	11,254,504.62	38,042,173	12,041,772.20	4,222,833.00	219,547.00	262,008.00	579.33
62	Gulf Power Company	1,595,371,947	102,030,774.47	55,648,941.13	45,523,671	34,569,805.93	11,081,505.00	602,414.00	453,137.00	1,926.57
70	Idaho Power Company	2,226,194,257	136,129,281.77	72,891,367.00	47,969,126	74,438,437.40	14,195,750.00	1,181,741.00	529,901.00	3,062.80
73	Indiana Michigan Power Company	2,119,866,240	129,087,540.97	42,036,376.15	67,373,912	21,607,520.54	18,407,620.00	1,837,631.00	589,087.00	3,046.47
74	Indianapolis Power & Light Company	2,353,842,067	174,410,673.73	27,010,684.99	37,165,945	34,816,740.68	13,679,291.00	462,350.00	486,827.00	2,577.80
77	Jersey Central Power & Light Company	6,069,253,537	213,939,863.72	192,865,718.65	102,767,140	110,296,103.27	20,943,313.00	915,387.00	1,113,459.00	5,795.56
79	Kansas City Power & Light Company	2,602,592,094	178,255,526.87	76,341,546.04	55,538,126	56,223,933.01	14,805,433.00	710,073.00	531,639.00	2,470.25
80	Kansas Gas and Electric Company	1,677,663,051	53,993,861.27	21,235,524.11	47,631,367	20,981,353.47	9,743,174.00	834,136.00	325,943.00	1,994.18
81	Kentucky Power Company	963,370,393	29,809,889.97	14,012,575.87	51,236,213	9,821,873.45	5,862,697.00	418,186.00	168,879.00	1,095.49
82	Kentucky Utilities Company	2,414,390,949	118,067,344.94	65,915,391.58	56,838,043	44,393,915.11	18,881,364.00	1,294,152.00	547,093.00	3,918.95
83	Kingsport Power Company	164,606,754	8,679,258.39	1,781,534.02	5,571,269	2,416,364.16	2,038,552.00	58,035.00	47,489.00	454.00
84	Lockhart Power Company	40,829,864	3,095,116.12	549,799.53	1,034,518	1,217,004.22	195,560.00	20,867.00	6,218.00	37.34
88	Louisville Gas and Electric Company	1,476,708,132	64,831,599.21	37,835,616.56	42,624,973	33,824,984.37	11,947,052.00	600,401.00	404,756.00	2,319.80
89	Madison Gas and Electric Company	452,704,909	31,792,542.15	16,518,524.83	14,010,958	11,363,683.09	3,327,047.00	95,609.00	150,493.00	641.33
93	Massachusetts Electric Company	4,639,940,159	202,731,384.44	370,349,967.11	164,298,865	162,362,612.98	6,482,987.00	283,863.00	757,269.00	4,538.61
95	MDU Resources Group, Inc.	430,636,295	26,437,435.67	6,668,232.54	14,841,834	6,011,682.03	3,258,537.00	227,910.00	142,948.00	589.39
96	Metropolitan Edison Company	3,069,164,612	56,725,559.64	66,691,553.44	47,114,758	50,330,708.31	13,903,969.00	522,135.00	562,850.00	2,813.02

ID	Empresa	Activos Distribución [USD]	Activos Comercialización [USD]	OYM Comercialización [USD]	OYM Distribución [USD]	OYM Administración [USD]	Energía vendida [MWh]	Energía de Perdidas [MWh]	Clientes [Cantidad]	Demanda Máxima [MW]
98	ALLETE, Inc.	829,483,920	81,702,004.93	11,753,870.87	30,759,520	13,061,043.07	8,181,382.00	487,187.00	145,639.00	901.27
99	Mississippi Power Company	1,474,593,541	40,025,952.42	38,297,984.39	33,685,764	36,708,299.90	9,838,622.00	599,133.00	187,621.00	1,656.91
100	Entergy Mississippi, Inc.	2,345,484,864	82,058,596.56	32,664,738.72	50,946,670	39,893,186.43	13,441,742.00	842,370.00	446,654.00	2,883.21
101	MONONGAHELA POWER COMPANY	2,266,681,365	108,444,117.59	23,413,948.87	65,404,923	13,323,791.97	11,573,962.00	359,145.00	389,762.00	1,376.86
105	Mt. Carmel Public Utility Co	35,040,899	2,433,199.23	813,018.41	1,422,718	1,846,814.33	92,139.00	8,233.00	5,378.00	23.17
107	The Narragansett Electric Company	2,003,548,323	83,117,258.66	100,647,609.18	52,500,212	86,456,585.59	3,954,763.00	244,199.00	430,877.00	1,802.00
108	Nevada Power Company, d/b/a NV Energy	3,271,055,468	181,244,606.16	113,454,622.49	27,860,894	51,091,255.96	21,581,533.00	709,296.00	903,198.00	5,297.68
114	Entergy New Orleans, Inc.	700,130,417	45,912,226.51	20,051,384.40	12,855,116	21,532,207.47	5,735,914.00	243,150.00	198,417.00	949.74
115	New York State Electric & Gas Corporation	4,388,015,322	213,608,316.27	161,349,168.98	175,960,289	86,336,743.74	15,511,979.00	713,238.00	890,260.00	2,650.17
117	Niagara Mohawk Power Corporation	8,609,089,797	223,489,741.70	150,944,183.06	257,198,197	336,270,517.29	13,313,940.00	548,722.00	1,323,550.00	6,506.50
119	Northern Indiana Public Service Company	2,856,845,900	131,849,334.13	23,965,607.46	45,679,881	47,077,055.19	16,812,196.00	913,075.00	464,148.00	3,166.61
120	Northern States Power Company (Minnesota)	5,496,351,173	167,158,295.12	155,005,074.61	134,459,683	65,446,815.27	34,621,919.00	1,143,438.00	1,454,285.00	6,590.85
121	Northern States Power Company (Wisconsin)	1,600,690,705	55,616,710.79	23,941,184.26	33,624,354	17,701,538.67	6,641,542.00	681,128.00	256,540.00	1,328.00
123	Northwestern Wisconsin Electric Company	63,240,260	2,014,095.31	1,020,173.21	1,520,417	1,480,481.50	168,512.00	13,286.00	13,685.00	36.78
126	Ohio Edison Company	3,562,673,059	232,099,104.83	51,032,090.65	54,170,261	21,957,326.12	24,226,773.00	199,773.00	1,041,124.00	4,025.77
127	Ohio Power Company	5,044,632,626	266,922,870.04	336,898,890.54	195,090,385	57,919,458.59	43,388,631.00	986,047.00	1,467,728.00	2,786.25
130	Oklahoma Gas and Electric Company	4,110,680,779	249,722,464.46	83,756,952.07	88,428,093	52,888,857.29	26,802,747.00	1,095,772.00	830,057.00	5,913.51
131	Orange and Rockland Utilities, Inc	1,082,889,553	49,233,470.93	56,174,451.98	46,632,681	58,178,413.10	4,081,519.00	140,243.00	229,536.00	1,359.86
132	Otter Tail Power Company	877,545,417	56,187,718.98	26,459,821.93	18,735,844	18,931,899.83	4,750,422.00	55,837.00	131,354.00	866.11
134	PacifiCorp	10,458,362,111	322,945,478.35	248,709,829.98	205,196,295	57,319,693.78	54,317,937.00	3,792,322.00	1,840,754.00	9,102.33
135	PECO Energy Company	6,442,132,017	426,195,493.05	213,332,468.82	251,973,620	135,583,619.20	37,918,902.00	2,288,175.00	1,613,041.00	8,359.49
136	Pennsylvania Electric Company	3,839,455,193	83,388,611.58	70,246,901.49	48,505,022	48,049,907.70	13,621,435.00	331,452.00	587,251.00	2,483.03
137	Pennsylvania Power Company	734,933,139	50,527,684.43	18,055,386.48	11,884,226	15,047,756.74	4,615,081.00	116,573.00	164,285.00	994.00
138	PPL Electric Utilities Corporation	8,527,377,889	536,908,293.03	194,692,410.38	169,056,281	147,661,068.83	36,637,415.00	2,456,084.00	1,426,716.00	7,039.66
141	Portland General Electric Company	4,401,607,170	266,718,955.64	77,340,380.47	116,553,678	82,792,215.45	17,248,173.00	1,119,364.00	859,435.00	3,060.58
142	THE POTOMAC EDISON COMPANY	1,900,169,005	100,922,923.13	37,233,620.31	31,379,170	6,197,196.71	10,529,574.00	212,791.00	402,331.00	2,768.75
143	Potomac Electric Power Company	7,003,381,373	231,530,040.57	134,882,108.37	151,660,833	166,447,345.43	26,114,290.00	781,901.00	848,171.00	5,786.00
144	Duke Energy Indiana, LLC	4,028,074,794	223,860,547.34	41,571,182.42	106,318,614	40,442,670.32	28,058,383.00	1,423,889.00	812,993.00	4,944.59
145	Public Service Company of Colorado	4,606,451,704	306,860,019.31	151,603,031.57	99,730,347	89,157,946.11	28,800,915.00	1,463,176.00	1,442,014.00	5,453.81
146	Public Service Company of New Hampshire	2,373,879,767	146,073,060.54	52,056,554.73	72,347,308	55,403,767.07	7,859,749.00	244,433.00	508,017.00	1,558.29
147	Public Service Company of New Mexico	2,020,733,270	81,810,313.32	23,835,203.95	20,639,014	30,467,868.98	8,951,524.00	634,914.00	518,639.00	1,482.31
148	Public Service Company of Oklahoma	2,393,490,646	137,930,137.03	58,323,454.34	77,326,628	23,066,605.29	18,284,543.00	862,430.00	547,143.00	3,891.50
149	Public Service Electric and Gas Company	9,249,000,647	353,619,873.87	421,603,790.81	175,388,816	166,934,844.62	41,589,210.00	1,039,645.00	2,227,065.00	9,498.22
150	Puget Sound Energy, Inc.	4,229,263,526	208,498,036.66	171,709,042.39	98,671,956	63,078,247.69	20,448,423.00	1,469,938.00	1,119,719.00	3,093.93
151	Rochester Gas and Electric Corporation	1,658,889,446	64,851,040.72	78,777,589.35	60,818,067	39,427,662.34	7,206,624.00	409,303.00	375,914.00	1,568.25
152	Rockland Electric Company	270,218,744	9,841,043.41	16,262,002.37	19,055,907	18,924,435.36	1,601,861.00	55,049.00	73,116.00	400.00
155	San Diego Gas & Electric Company	5,545,317,353	342,093,238.26	278,404,153.25	132,815,484	307,751,915.95	15,653,039.00	1,315,605.00	1,425,132.00	2,397.96
157	Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy	1,937,536,738	76,842,688.01	27,100,648.35	24,323,529	24,562,526.63	8,338,498.00	397,074.00	338,165.00	1,712.53
159	South Carolina Electric & Gas Company	4,185,745,846	163,153,976.41	68,742,580.29	65,836,311	78,329,063.44	22,524,213.00	981,150.00	705,029.00	4,621.89
161	Southern California Edison Company	21,716,132,752	1,259,142,585.77	746,525,474.78	514,906,170	752,091,408.08	84,183,183.00	6,670,268.00	5,049,202.00	21,613.63
163	Southern Indiana Gas and Electric Company	955,116,271	25,439,348.41	18,565,095.81	17,297,955	11,298,845.53	5,474,206.00	286,440.00	148,429.00	1,188.98
164	Southwestern Electric Power Company	2,496,213,811	121,631,103.13	43,934,184.17	75,511,246	22,885,869.34	17,367,002.00	572,876.00	532,075.00	3,307.58
166	Southwestern Public Service Company	2,519,740,949	94,213,156.99	43,566,472.02	47,810,492	26,695,211.54	19,258,762.00	737,384.00	389,491.00	3,321.47
167	Superior Water, Light and Power Company	49,536,830	4,861,968.13	2,073,688.72	1,679,553	2,977,353.27	820,880.00	12,866.00	14,713.00	122.00

ID	Empresa	Activos Distribución [USD]	Activos Comercialización [USD]	OYM Comercialización [USD]	OYM Distribución [USD]	OYM Administración [USD]	Energía vendida [MWh]	Energía de Perdidas [MWh]	Clientes [Cantidad]	Demanda Máxima [MW]
170	Tampa Electric Company	2,367,297,742	115,446,523.70	79,921,193.27	45,935,183	52,209,181.49	19,234,525.00	924,144.00	730,503.00	3,879.50
175	Toledo Edison Company, The	1,262,642,255	72,225,271.08	18,570,221.11	16,232,992	6,840,941.42	10,642,785.00	74,952.00	309,061.00	1,357.82
176	Tucson Electric Power Company	2,072,378,112	78,437,713.36	45,484,750.77	21,065,722	28,010,454.18	8,896,376.00	833,502.00	419,883.00	1,537.91
177	UNION ELECTRIC COMPANY	7,147,416,155	165,926,185.37	134,303,288.94	133,908,300	104,090,481.91	32,872,258.00	1,420,531.00	1,208,945.00	6,007.78
178	Duke Energy Kentucky, Inc.	532,637,242	19,545,545.27	8,990,255.01	12,629,707	4,963,731.43	4,099,199.00	295,058.00	140,015.00	749.19
179	The United Illuminating Company	1,479,651,692	101,411,774.57	82,344,991.36	106,513,123	18,753,683.09	5,334,351.00	220,815.00	332,381.00	1,264.00
181	Upper Peninsula Power Company	222,241,791	7,277,745.46	7,000,945.10	12,656,602	7,421,881.33	732,916.00	32,375.00	52,723.00	116.13
182	KCP&L Greater Missouri Operations Company	1,614,644,075	77,281,626.95	48,611,238.27	33,257,729	39,407,375.01	8,028,772.00	356,410.00	320,542.00	1,809.87
187	Avista Corporation	1,978,080,425	70,717,320.88	45,656,930.15	32,781,516	34,207,288.67	8,509,330.00	543,186.00	374,507.00	1,220.75
188	WEST PENN POWER COMPANY	2,579,241,043	80,474,362.53	73,950,650.97	47,311,816	40,274,152.37	19,965,956.00	456,740.00	723,357.00	3,929.58
190	Western Massachusetts Electric Company	1,175,967,154	37,927,109.73	70,957,794.33	31,718,511	40,454,729.13	3,546,101.00	8,818.00	209,955.00	684.18
192	Wheeling Power Company	171,457,746	5,639,154.25	3,510,962.76	7,882,285	1,652,377.88	3,781,371.00	110,885.00	41,269.00	423.71
194	Wisconsin Power and Light Company	2,547,563,248	131,918,885.35	2,034,763.98	29,474,461	10,217,772.49	10,869,612.00	283,183.00	466,130.00	2,025.46
195	Wisconsin Public Service Corporation	1,633,392,717	129,298,800.19	40,869,086.76	36,610,499	29,443,944.13	11,122,016.00	416,161.00	449,968.00	1,693.07
202	Chugach Electric Association, Inc.	368,562,231	16,968,919.03	6,678,269.80	14,209,132	10,612,619.94	1,113,020.00	101,939.00	80,523.00	187.10
210	MidAmerican Energy Company	3,642,750,974	110,362,225.57	125,713,756.28	86,269,409	26,769,329.82	23,986,491.00	773,742.00	760,586.00	3,497.30
269	Golden State Water Company	88,452,303	9,476,377.67	991,430.76	2,332,473	6,813,139.92	128,821.00	21,835.00	23,866.00	38.00
281	Interstate Power and Light Company	3,321,857,246	128,284,810.57	75,321,791.09	32,086,520	23,147,900.99	14,564,378.00	424,004.00	488,265.00	2,628.61
288	UNS Electric, Inc.	762,444,625	20,694,856.06	9,692,393.76	5,416,769	4,356,373.40	1,637,808.00	106,287.00	95,084.00	371.38
290	Unitil Energy Systems, Inc.	310,699,767	18,530,179.05	7,143,409.94	8,274,034	3,442,105.06	1,188,025.00	32,755.00	78,402.00	279.37
309	NSTAR Electric Company	5,665,986,184	286,323,866.73	368,250,036.05	131,487,876	92,510,648.14	20,619,258.00	1,143,778.00	1,197,388.00	4,174.41
403	Cheyenne Light, Fuel and Power Company	204,320,280	6,745,877.24	1,710,425.09	3,708,254	1,647,641.28	1,449,249.00	117,551.00	41,583.00	217.63
428	UGI Utilities, Inc.	180,114,354	14,194,599.78	3,529,763.58	7,167,653	3,592,322.73	976,997.00	56,562.00	61,923.00	199.97
432	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP	561,550,681	25,039,644.25	4,733,394.57	15,665,913	14,273,417.76	1,923,650.00	156,905.00	95,537.00	400.19

II.6. EMPRESAS DE PANAMÁ E INFORMACIÓN DE BASE RECOPIADA PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS (VALORES ECONÓMICOS EXPRESADOS EN USD DE JUNIO DE 2017)

Año 2015

ID	Empresa	Activos Distribución [USD]	Activos Comercialización [USD]	OYM Comercialización [USD]	OYM Distribución [USD]	OYM Administración [USD]	Energía vendida [MWh]	Energía de Perdidas [MWh]	Clientes [Cantidad]	Demanda Máxima [MW]
2	ENSA	1,095,206,778	93,567,423.43	26,248,179.23	26,789,854	28,792,398.62	3,209,040.00	390,033.92	420,135.00	-
3	EDEMET	1,799,852,067	119,709,538.81	13,331,414.04	44,116,097	28,357,638.74	4,074,298.86	566,369.04	442,997.42	778.55
6	EDECHI	294,581,755	15,652,168.34	1,778,044.18	11,863,151	7,222,062.36	734,136.28	107,942.70	128,504.67	144.02

Año 2016

ID	Empresa	Activos Distribución [USD]	Activos Comercialización [USD]	OYM Comercialización [USD]	OYM Distribución [USD]	OYM Administración [USD]	Energía vendida [MWh]	Energía de Perdidas [MWh]	Clientes [Cantidad]	Demanda Máxima [MW]
2	ENSA	1,174,688,602	106,832,947.26	24,015,311.77	29,404,008	26,122,907.92	3,339,505.90	417,199.91	438,307.00	-
3	EDEMET	2,132,013,163	140,641,330.53	13,495,853.08	51,918,090	23,822,314.23	4,179,965.36	589,719.23	460,821.92	798.31
6	EDECHI	331,109,238	16,557,622.83	2,372,796.62	10,568,125	7,136,413.09	798,748.38	103,511.24	145,058.67	147.07

II.7. INFORMACIÓN DE CALIDAD DE SERVICIO UTILIZADA EN EL ANÁLISIS DE EMPRESAS COMPARADORAS

ID	Empresa	Año	SAIDI (en min)	SAIFI
2	ALABAMA POWER COMPANY	Prom 2015/2016	112	1.60
6	Appalachian Power Company	Prom 2015/2016	450	2.33
7	Arizona Public Service Company	Prom 2015/2016	87	0.91
8	Entergy Arkansas, Inc.	Prom 2015/2016	286	2.30
9	Atlantic City Electric Company	Prom 2015/2016	95	2.10
11	Emera Maine	Prom 2015/2016	280	2.58
17	Duke Energy Progress, LLC	Prom 2015/2016	154	2.27
22	Cleco Power LLC	Prom 2015/2016	3	1.78
27	Duke Energy Ohio, Inc.	Prom 2015/2016	139	1.43
30	Cleveland Electric Illuminating Company, The	Prom 2015/2016	126	1.27
32	Commonwealth Edison Company	Prom 2015/2016	72	0.97
39	Connecticut Light and Power Company, The	Prom 2015/2016	91	0.92
41	Consumers Energy Company	Prom 2015/2016	192	1.17
42	The Dayton Power and Light Company	Prom 2015/2016	97	0.94
43	Delmarva Power & Light Company	Prom 2015/2016	115	1.43
44	DTE Electric Company	Prom 2015/2016	184	0.99
45	Duke Energy Carolinas, LLC	Prom 2015/2016	158	1.29
46	Duquesne Light Company	Prom 2015/2016	71	0.80
49	El Paso Electric Company	Prom 2015/2016	71	0.91
51	The Empire District Electric Company	Prom 2015/2016	109	1.31
54	Fitchburg Gas and Electric Light Company	Prom 2015/2016	72	1.24
55	Duke Energy Florida, LLC	Prom 2015/2016	100	1.39
56	Florida Power & Light Company	Prom 2015/2016	62	0.82
57	Georgia Power Company	Prom 2015/2016	115	1.50
59	Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp.	Prom 2015/2016	107	1.27
61	Green Mountain Power Corp	Prom 2015/2016	208	1.74
62	Gulf Power Company	Prom 2015/2016	76	0.85
70	Idaho Power Company	Prom 2015/2016	166	1.38
73	Indiana Michigan Power Company	Prom 2015/2016	197	1.30
74	Indianapolis Power & Light Company	Prom 2015/2016	55	1.07
77	Jersey Central Power & Light Company	Prom 2015/2016	127	1.37
79	Kansas City Power & Light Company	Prom 2015/2016	73	0.99
80	Kansas Gas and Electric Company	Prom 2015/2016	132	1.55
81	Kentucky Power Company	Prom 2015/2016	457	2.60
82	Kentucky Utilities Company	Prom 2015/2016	108	1.21
83	Kingsport Power Company	Prom 2015/2016	233	1.71
88	Louisville Gas and Electric Company	Prom 2015/2016	75	1.08
89	Madison Gas and Electric Company	Prom 2015/2016	30	0.48
93	Massachusetts Electric Company	Prom 2015/2016	82	0.78
96	Metropolitan Edison Company	Prom 2015/2016	145	1.36
98	ALLETE, Inc.	Prom 2015/2016	112	1.86
99	Mississippi Power Company	Prom 2015/2016	61	1.00
100	Entergy Mississippi, Inc.	Prom 2015/2016	231	2.04
101	MONONGAHELA POWER COMPANY	Prom 2015/2016	369	2.17
105	Mt. Carmel Public Utility Co	Prom 2015/2016	23	2.37
107	The Narragansett Electric Company	Prom 2015/2016	67	1.22
108	Nevada Power Company, d/b/a NV Energy	Prom 2015/2016	38	0.51
114	Entergy New Orleans, Inc.	Prom 2015/2016	163	1.84
115	New York State Electric & Gas Corporation	Prom 2015/2016	184	1.43
117	Niagara Mohawk Power Corporation	Prom 2015/2016	124	1.07
120	Northern States Power Company (Minnesota)	Prom 2015/2016	89	0.99
121	Northern States Power Company (Wisconsin)	Prom 2015/2016	94	0.97
123	Northwestern Wisconsin Electric Company	Prom 2015/2016	57	1.22
126	Ohio Edison Company	Prom 2015/2016	94	1.04
127	Ohio Power Company	Prom 2015/2016	188	1.34
130	Oklahoma Gas and Electric Company	Prom 2015/2016	149	1.34
131	Orange and Rockland Utilities, Inc	Prom 2015/2016	128	1.11
132	Otter Tail Power Company	Prom 2015/2016	53	0.80
134	PacifiCorp	Prom 2015/2016	141	1.53
135	PECO Energy Company	Prom 2015/2016	65	0.94
136	Pennsylvania Electric Company	Prom 2015/2016	170	1.51
137	Pennsylvania Power Company	Prom 2015/2016	109	1.20
138	PPL Electric Utilities Corporation	Prom 2015/2016	76	0.74
141	Portland General Electric Company	Prom 2015/2016	75	0.78
142	THE POTOMAC EDISON COMPANY	Prom 2015/2016	125	1.05
143	Potomac Electric Power Company	Prom 2015/2016	113	0.96
144	Duke Energy Indiana, LLC	Prom 2015/2016	121	1.27
145	Public Service Company of Colorado	Prom 2015/2016	87	1.11
146	Public Service Company of New Hampshire	Prom 2015/2016	106	1.09

ID	Empresa	Año	SAIDI (en min)	SAIFI
147	Public Service Company of New Mexico	Prom 2015/2016	79	1.02
148	Public Service Company of Oklahoma	Prom 2015/2016	106	1.50
149	Public Service Electric and Gas Company	Prom 2015/2016	44	0.77
150	Puget Sound Energy, Inc.	Prom 2015/2016	161	2.18
151	Rochester Gas and Electric Corporation	Prom 2015/2016	91	0.78
152	Rockland Electric Company	Prom 2015/2016	110	0.87
155	San Diego Gas & Electric Company	Prom 2015/2016	65	0.65
157	Sierra Pacific Power Company d/b/a NV Energy	Prom 2015/2016	117	1.46
159	South Carolina Electric & Gas Company	Prom 2015/2016	94	2.21
161	Southern California Edison Company	Prom 2015/2016	105	1.01
163	Southern Indiana Gas and Electric Company	Prom 2015/2016	66	1.10
164	Southwestern Electric Power Company	Prom 2015/2016	250	2.39
166	Southwestern Public Service Company	Prom 2015/2016	114	1.33
167	Superior Water, Light and Power Company	Prom 2015/2016	26	0.47
170	Tampa Electric Company	Prom 2015/2016	98	1.39
175	Toledo Edison Company, The	Prom 2015/2016	70	0.76
176	Tucson Electric Power Company	Prom 2015/2016	12	0.59
177	UNION ELECTRIC COMPANY	Prom 2015/2016	94	0.98
178	Duke Energy Kentucky, Inc.	Prom 2015/2016	100	1.12
179	The United Illuminating Company	Prom 2015/2016	47	0.62
181	Upper Peninsula Power Company	Prom 2015/2016	143	1.70
182	KCP&L Greater Missouri Operations Company	Prom 2015/2016	87	1.29
188	WEST PENN POWER COMPANY	Prom 2015/2016	159	1.22
190	Western Massachusetts Electric Company	Prom 2015/2016	78	0.80
192	Wheeling Power Company	Prom 2015/2016	455	2.13
194	Wisconsin Power and Light Company	Prom 2015/2016	73	0.66
195	Wisconsin Public Service Corporation	Prom 2015/2016	120	1.19
210	MidAmerican Energy Company	Prom 2015/2016	97	1.15
281	Interstate Power and Light Company	Prom 2015/2016	80	0.87
290	Unitil Energy Systems, Inc.	Prom 2015/2016	107	1.38
309	NSTAR Electric Company	Prom 2015/2016	75	0.83
403	Cheyenne Light, Fuel and Power Company	Prom 2015/2016	30	0.62
428	UGI Utilities, Inc.	Prom 2015/2016	60	0.52
432	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP	Prom 2015/2016	79	1.53

Fuente: EIA (<https://www.eia.gov/opendata/register.php>)

II.8. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE EFICIENCIA

ID	Empresa	Eficiencia
6	Appalachian Power Company	1.00000
17	Duke Energy Progress, LLC	1.00000
22	Cleco Power LLC	1.00000
27	Duke Energy Ohio, Inc.	1.00000
30	Cleveland Electric Illuminating Company, The	1.00000
45	Duke Energy Carolinas, LLC	1.00000
54	Fitchburg Gas and Electric Light Company	1.00000
56	Florida Power & Light Company	1.00000
57	Georgia Power Company	1.00000
59	Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp.	1.00000
73	Indiana Michigan Power Company	1.00000
74	Indianapolis Power & Light Company	1.00000
80	Kansas Gas and Electric Company	1.00000
83	Kingsport Power Company	1.00000
88	Louisville Gas and Electric Company	1.00000
89	Madison Gas and Electric Company	1.00000
96	Metropolitan Edison Company	1.00000
98	ALLETE, Inc.	1.00000
99	Mississippi Power Company	1.00000
105	Mt. Carmel Public Utility Co	1.00000
108	Nevada Power Company, d/b/a NV Energy	1.00000
117	Niagara Mohawk Power Corporation	1.00000
120	Northern States Power Company (Minnesota)	1.00000
123	Northwestern Wisconsin Electric Company	1.00000
126	Ohio Edison Company	1.00000
127	Ohio Power Company	1.00000
134	PacifiCorp	1.00000
142	THE POTOMAC EDISON COMPANY	1.00000
144	Duke Energy Indiana, LLC	1.00000
147	Public Service Company of New Mexico	1.00000
149	Public Service Electric and Gas Company	1.00000
161	Southern California Edison Company	1.00000
163	Southern Indiana Gas and Electric Company	1.00000
166	Southwestern Public Service Company	1.00000
167	Superior Water, Light and Power Company	1.00000
170	Tampa Electric Company	1.00000
175	Toledo Edison Company, The	1.00000
176	Tucson Electric Power Company	1.00000
177	UNION ELECTRIC COMPANY	1.00000
178	Duke Energy Kentucky, Inc.	1.00000
188	WEST PENN POWER COMPANY	1.00000
190	Western Massachusetts Electric Company	1.00000
192	Wheeling Power Company	1.00000
194	Wisconsin Power and Light Company	1.00000
210	MidAmerican Energy Company	1.00000
403	Cheyenne Light, Fuel and Power Company	1.00000
428	UGI Utilities, Inc.	1.00000
500	ENSA	1.00000
502	EDECHI	1.00000
136	Pennsylvania Electric Company	0.98245
145	Public Service Company of Colorado	0.97448
501	EDEMET	0.96716
55	Duke Energy Florida, LLC	0.96084
82	Kentucky Utilities Company	0.95124
181	Upper Peninsula Power Company	0.93112

ID	Empresa	Eficiencia
2	ALABAMA POWER COMPANY	0.92867
152	Rockland Electric Company	0.92802
114	Entergy New Orleans, Inc.	0.92501
49	El Paso Electric Company	0.91882
164	Southwestern Electric Power Company	0.91364
148	Public Service Company of Oklahoma	0.90317
290	Unitil Energy Systems, Inc.	0.90180
195	Wisconsin Public Service Corporation	0.89012
159	South Carolina Electric & Gas Company	0.87994
62	Gulf Power Company	0.87646
150	Puget Sound Energy, Inc.	0.86857
131	Orange and Rockland Utilities, Inc	0.86371
93	Massachusetts Electric Company	0.86209
44	DTE Electric Company	0.86128
155	San Diego Gas & Electric Company	0.85728
32	Commonwealth Edison Company	0.85440

II.9. EMPRESAS COMPARADORAS EFICIENTES

ID	Empresa
6	Appalachian Power Company
17	Duke Energy Progress, LLC
22	Cleco Power LLC
27	Duke Energy Ohio, Inc.
30	Cleveland Electric Illuminating Company, The
45	Duke Energy Carolinas, LLC
54	Fitchburg Gas and Electric Light Company
56	Florida Power & Light Company
57	Georgia Power Company
59	Liberty Utilities (Granite State Electric) Corp.
73	Indiana Michigan Power Company
74	Indianapolis Power & Light Company
80	Kansas Gas and Electric Company
83	Kingsport Power Company
88	Louisville Gas and Electric Company
89	Madison Gas and Electric Company
96	Metropolitan Edison Company
98	ALLETE, Inc.
99	Mississippi Power Company
105	Mt. Carmel Public Utility Co
108	Nevada Power Company, d/b/a NV Energy
117	Niagara Mohawk Power Corporation
120	Northern States Power Company (Minnesota)
123	Northwestern Wisconsin Electric Company
126	Ohio Edison Company
127	Ohio Power Company
134	PacifiCorp
142	THE POTOMAC EDISON COMPANY
144	Duke Energy Indiana, LLC
147	Public Service Company of New Mexico
149	Public Service Electric and Gas Company
161	Southern California Edison Company
163	Southern Indiana Gas and Electric Company
166	Southwestern Public Service Company
167	Superior Water, Light and Power Company
170	Tampa Electric Company
175	Toledo Edison Company, The
176	Tucson Electric Power Company
177	UNION ELECTRIC COMPANY
178	Duke Energy Kentucky, Inc.
188	WEST PENN POWER COMPANY
190	Western Massachusetts Electric Company
192	Wheeling Power Company
194	Wisconsin Power and Light Company
210	MidAmerican Energy Company
403	Cheyenne Light, Fuel and Power Company
428	UGI Utilities, Inc.
136	Pennsylvania Electric Company
145	Public Service Company of Colorado
55	Duke Energy Florida, LLC
82	Kentucky Utilities Company
181	Upper Peninsula Power Company
2	ALABAMA POWER COMPANY
152	Rockland Electric Company
114	Entergy New Orleans, Inc.

ID	Empresa
49	El Paso Electric Company
164	Southwestern Electric Power Company
148	Public Service Company of Oklahoma
290	Unitil Energy Systems, Inc.
195	Wisconsin Public Service Corporation
159	South Carolina Electric & Gas Company
62	Gulf Power Company
150	Puget Sound Energy, Inc.
131	Orange and Rockland Utilities, Inc
93	Massachusetts Electric Company
44	DTE Electric Company
155	San Diego Gas & Electric Company
32	Commonwealth Edison Company

II.10. RESULTADOS MODELOS ESTADÍSTICOS DE COSTOS DE ACTIVOS Y EXPLOTACIÓN

II.10.1. Modelo Activos de Distribución (AD)

Dependent Variable: LOG(ACT_DIST)				
Method: Panel EGLS (Cross-section random effects)				
Date: 04/20/18 Time: 18:10				
Sample: 2015 2016				
Periods included: 2				
Cross-sections included: 68				
Total panel (balanced) observations: 136				
Swamy and Arora estimator of component variances				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(DEMANDA)	0.994336	0.018975	52.4011	0
LOG(DEMANDA/CLIENTES)	-0.837313	0.061381	-13.6412	0
C	9.311634	0.392894	23.7001	0
Effects Specification				
			S.D.	Rho
Cross-section random			0.223246	0.9496
Idiosyncratic random			0.051409	0.0504
Weighted Statistics				
R-squared	0.951512	Mean dependent var		3.427177
Adjusted R-squared	0.950783	S.D. dependent var		0.237704
S.E. of regression	0.052734	Sum squared resid		0.369861
F-statistic	1304.979	Durbin-Watson stat		2.099235
Prob(F-statistic)	0			
Unweighted Statistics				
R-squared	0.976263	Mean dependent var		21.32442
Sum squared resid	6.8531	Durbin-Watson stat		1.024919

II.10.2. Modelo Activos de Comercialización (AC)

Dependent Variable: LOG(ACT_COM)				
Method: Panel EGLS (Cross-section random effects)				
Date: 04/20/18 Time: 18:11				
Sample: 2015 2016				
Periods included: 2				
Cross-sections included: 68				
Total panel (balanced) observations: 136				
Swamy and Arora estimator of component variances				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(CLIENTES)	0.980746	0.03019	32.48548	0
C	5.546842	0.392602	14.12841	0
Effects Specification				
			S.D.	Rho
Cross-section random			0.340503	0.8137
Idiosyncratic random			0.162903	0.1863
Weighted Statistics				
R-squared	0.887537	Mean dependent var		5.839262
Adjusted R-squared	0.886698	S.D. dependent var		0.483459
S.E. of regression	0.162734	Sum squared resid		3.548641
F-statistic	1057.504	Durbin-Watson stat		2.009889
Prob(F-statistic)	0			
Unweighted Statistics				
R-squared	0.93537	Mean dependent var		18.22185
Sum squared resid	18.85324	Durbin-Watson stat		1.224467

II.10.3. Modelo Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución (OM)

Dependent Variable: LOG(OYM_DIST)				
Method: Panel EGLS (Cross-section random effects)				
Date: 04/20/18 Time: 18:13				
Sample: 2015 2016				
Periods included: 2				
Cross-sections included: 68				
Total panel (balanced) observations: 136				
Swamy and Arora estimator of component variances				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(DEMANDA)	0.901421	0.032966	27.34358	0
LOG(DEMANDA/CLIENTES)	-0.847476	0.107009	-7.919666	0
C	6.194047	0.684241	9.052431	0
Effects Specification				
			S.D.	Rho
Cross-section random			0.387693	0.9484
Idiosyncratic random			0.090466	0.0516
Weighted Statistics				
R-squared	0.84501	Mean dependent var		2.858072
Adjusted R-squared	0.842679	S.D. dependent var		0.231646
S.E. of regression	0.091879	Sum squared resid		1.122763
F-statistic	362.5593	Durbin-Watson stat		2.109518
Prob(F-statistic)	0			
Unweighted Statistics				
R-squared	0.91739	Mean dependent var		17.55603
Sum squared resid	20.87036	Durbin-Watson stat		1.034219

II.10.4. Modelo Costos de Operación y Mantenimiento de Comercialización (COM)

Dependent Variable: LOG(OYM_COM)				
Method: Panel EGLS (Cross-section random effects)				
Date: 04/20/18 Time: 18:14				
Sample: 2015 2016				
Periods included: 2				
Cross-sections included: 68				
Total panel (balanced) observations: 136				
Swamy and Arora estimator of component variances				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(CLIENTES)	1.004039	0.048331	20.77433	0
C	4.543242	0.628507	7.228628	0
Effects Specification				
		S.D.	Rho	
Cross-section random			0.552976	0.8571
Idiosyncratic random			0.225827	0.1429
Weighted Statistics				
R-squared	0.763975	Mean dependent var		4.860474
Adjusted R-squared	0.762213	S.D. dependent var		0.461952
S.E. of regression	0.225263	Sum squared resid		6.799629
F-statistic	433.7357	Durbin-Watson stat		1.99009
Prob(F-statistic)	0			
Unweighted Statistics				
R-squared	0.85848	Mean dependent var		17.51928
Sum squared resid	47.16325	Durbin-Watson stat		1.056076

II.10.5. Modelo Costos de Administración (ADM)

Dependent Variable: LOG(OYM_ADM)				
Method: Panel EGLS (Cross-section random effects)				
Date: 04/20/18 Time: 18:14				
Sample: 2015 2016				
Periods included: 2				
Cross-sections included: 68				
Total panel (balanced) observations: 136				
Swamy and Arora estimator of component variances				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(CLIENTES)	0.870969	0.054782	15.89895	0
C	5.906064	0.71241	8.290255	0
Effects Specification				
			S.D.	Rho
Cross-section random			0.645384	0.9515
Idiosyncratic random			0.145691	0.0485
Weighted Statistics				
R-squared	0.653919	Mean dependent var		2.705282
Adjusted R-squared	0.651337	S.D. dependent var		0.246532
S.E. of regression	0.145571	Sum squared resid		2.839598
F-statistic	253.1929	Durbin-Watson stat		1.837137
Prob(F-statistic)	0			
Unweighted Statistics				
R-squared	0.789232	Mean dependent var		17.16233
Sum squared resid	57.82376	Durbin-Watson stat		0.991533

II.11. EMPRESAS COMPARADORAS E INFORMACIÓN UTILIZADA PARA EL ANÁLISIS DE PÉRDIDAS EFICIENTES

Año 2016

ID	Empresa	Energía Ingresada MWh	Energía Pérdidas MWh	Pérdidas %
6	Appalachian Power Company	30,686,165	2,247,926	7.33%
32	Commonwealth Edison Company	96,888,547	7,985,135	8.24%
43	Delmarva Power & Light Company	13,212,152	1,071,033	8.11%
70	Idaho Power Company	15,359,432	1,163,682	7.58%
73	Indiana Michigan Power Company	20,093,396	1,685,776	8.39%
80	Kansas Gas and Electric Company	10,553,647	810,473	7.68%
84	Lockhart Power Company	213,628	18,068	8.46%
95	MDU Resources Group, Inc.	3,485,761	227,224	6.52%
105	Mt. Carmel Public Utility Co	100,317	8,178	8.15%
121	Northern States Power Company (Wisconsin)	7,322,670	681,128	9.30%
123	Northwestern Wisconsin Electric Company	181,705	13,193	7.26%
155	San Diego Gas & Electric Company	16,758,631	1,105,592	6.60%
161	Southern California Edison Company	90,792,357	6,609,174	7.28%
176	Tucson Electric Power Company	9,656,446	760,070	7.87%
178	Duke Energy Kentucky, Inc.	4,385,519	286,320	6.53%
202	Chugach Electric Association, Inc.	1,213,679	100,659	8.29%
403	Cheyenne Light, Fuel and Power Company	1,565,115	115,866	7.40%
432	Black Hills/Colorado Electric Utility Company, LP	2,079,618	155,968	7.50%

II.12. RESULTADOS MODELO ESTADÍSTICO DE PÉRDIDAS

Dependent Variable: LOG(EP)				
Method: Least Squares				
Date: 04/03/18 Time: 16:32				
Sample: 1 18				
Included observations: 18				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(MWH)	0.995822	0.012047	82.66434	0
C	-2.504777	0.187172	-13.38224	0
R-squared	0.997664	Mean dependent var		12.84665
Adjusted R-squared	0.997518	S.D. dependent var		1.989547
S.E. of regression	0.099118	Akaike info criterion		-1.680572
Sum squared resid	0.15719	Schwarz criterion		-1.581642
Log likelihood	17.12515	Hannan-Quinn criter.		-1.666931
F-statistic	6833.393	Durbin-Watson stat		2.342716
Prob(F-statistic)	0			

II.13. BIBLIOGRAFIA SOBRE EFICIENCIA Y CALIDAD DE SERVICIO

A continuación, se presenta un listado de bibliografía internacional sobre análisis de eficiencia (DEA) con la inclusión de indicadores de calidad de servicio.

- i. *Edwin Segundo Peña García (2016). “Comparación de la eficiencia de las empresas de distribución de electricidad del estado peruano: considerando el parámetro calidad de suministro del servicio”. Pontificia Universidad Católica del Perú. Escuela de posgrado.*
- ii. *Agencia Nacional de Energia Eletrica (ANEEL) (2015). “Metodologia de Custos Operacionais”. AP 023/2014 – FINAL. Nota Técnica nº 66/2015-SRM/SGT/ANEEL. Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SM. Superintendência de Gestão Tarifária – SGT.*
- iii. *João António do Poço Ramos (2014). Os esquemas de incentivo da qualidade do serviço no sector de distribuição de energia eléctrica promovem a eficiência técnica? Faculdade de Economia. Universidade do Porto.*
- iv. *Bernardo Tolosa (2013). “Evaluación de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica en Colombia empleando la metodología de análisis envolvente de datos – DEA”. Universidad Nacional de Colombia.*
- v. *Cambridge Economic Policy Associates for OFGEM (2003). “Background to work on assessing efficiency for the 2005 distribution price control review”. Scoping Study. Final report.*
- vi. *Yaisawarnng, S. y J. Douglas KLEIN (1994). The effects of sulfur dioxide controls on productivity change in the US electric power industry. The Review of Economics and Statistics.*
- vii. *Kaisa Tahvanainen, Satu Viljainen, Samuli Honkapuro, Jukka Lassila and Jarmo Partanen, Pertti Järventausta, Kimmo Kivikko and Antti Mäkinen. “Quality regulation in electricity distribution business”. Lappeenranta University of Technology and Tampere University of Technology.*

**ANEXO III. RETORNO SOBRE EL CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN EN PANAMÁ**

III.1. INTRODUCCIÓN

En el caso en que servicios públicos se brindan a través de redes, la literatura económica los caracteriza como monopolios naturales, ya que por su naturaleza tecnológica no resulta posible introducir competencia en el sector. Por lo tanto, para evitar que se produzcan situaciones en que estos monopolios puedan imponer precios o tarifas que no reflejen los costos económicos de su prestación, se hace necesario que a través de la acción directa del Estado se impulse un sistema regulatorio que permita establecer tarifas que simulen condiciones de competencia. Así, los controles de precios son un método de ajuste de la cantidad de ingresos permitidos que pueden ser obtenidos por las empresas a lo largo de períodos definidos de acuerdo al marco regulatorio.

Las empresas reciben sus ingresos permitidos a través de cargos tarifarios aplicados a sus clientes. Estos ingresos tienen que ajustarse a un nivel tal que cubran los costos de estas empresas y les permita obtener una rentabilidad justa y razonable, con estándares de calidad que aporten valor para sus clientes, todo ello en cumplimiento de los objetivos establecidos en el conjunto de leyes y normativas que forman parte del marco regulatorio del sector, en este caso el sector de Distribución de Energía Eléctrica en la República de Panamá.

En línea con lo expuesto, la determinación del costo de capital en una empresa regulada reviste gran importancia por cuanto su correcta estimación permitirá a las empresas Distribuidoras cubrir los costos económicos para la prestación del servicio de distribución, incluida una tasa de rentabilidad justa y razonable. Una sobreestimación de la misma lleva a las empresas a obtener beneficios mayores a los adecuados y una subestimación a incurrir en pérdidas.

El nivel adecuado significa, en consecuencia, que se asegura la sustentabilidad del negocio en el largo plazo, garantizando así la atracción de capital necesaria para realizar las inversiones para la renovación de los activos de las empresas al fin de su vida útil como así también orientadas a la expansión del servicio.

A efectos de verificar cuál es la tasa de rentabilidad razonable dentro del rango o margen que establece la Ley, se ha realizado un análisis del costo de oportunidad de invertir capital en Panamá en una actividad de riesgo similar, utilizando el método del Costo de Capital Promedio Ponderado WACC (Weighted Average Cost Of Capital), el cual es utilizado en la mayoría de las prácticas regulatorias. Con esta metodología se estima la tasa de retorno adicionando ponderadamente al costo del capital propio, calculado utilizando el método CAPM (Capital Asset Pricing Model), el costo marginal de endeudamiento. El cálculo del WACC pondera ambos componentes en función del endeudamiento óptimo para la actividad. De este modo se transfiere a los usuarios los beneficios resultantes de una gestión financiera eficiente, dado que el grado de endeudamiento y el costo del mismo corresponden con los que resultan eficientes en función de un análisis de benchmarking financiero.³ Este ejercicio permite obtener una tasa de referencia que permita definir a esta Autoridad la tasa de retorno conjuntamente con las bandas definidas en la Ley.

³ Se define: Endeudamiento (CEN) como $D/(D+E)$ y apalancamiento (CAP) como D/E , donde D representa la deuda, y E es equity (patrimonio), todos a valor de libros. Asimismo $CAP=CEN/(1-CEN)$

III.2. DESARROLLO METODOLÓGICO

Para el periodo tarifario de julio de 2018 a junio de 2022, se realizó el cálculo en base a la aplicación del método de Costo de Capital Promedio Ponderado WACC/CAPM, utilizando un enfoque general similar al empleado en la estimación realizada para la revisión tarifaria anterior, tanto en su cómputo como en su conversión a términos reales antes de impuestos, que es el valor que se compara con las bandas fijadas en la Ley.

El WACC resulta del promedio ponderado la tasa de rentabilidad de las acciones o capital propio más del costo de la deuda. La estructura del WACC es la siguiente:

$$WACC = \frac{E}{D + E} \times r_{CAPM} + \frac{D}{D + E} \times r_d \times (1 - t) \quad (1)$$

Donde:

WACC es la tasa de rentabilidad (nominal después de impuestos)

E es el Patrimonio Neto

D es el nivel de endeudamiento de mediano y largo plazo.

r_{CAPM} es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

r_d es la *tasa* marginal de endeudamiento.

t es la tasa impositiva (tasa del Impuesto sobre la Renta).

El criterio adoptado en el presente documento consiste en la optimización de la utilización de financiamiento externo y el impacto del mismo en los costos empresarios, por lo cual se procederá a calcular la tasa de rentabilidad como promedio de las fuentes de capital, estimado por el WACC.

El modelo CAPM, utilizado en el presente estudio para determinar el costo esperado del capital propio, calcula la tasa de retorno como la suma de la tasa libre de riesgo para el país donde la empresa desarrolla la actividad, más el producto del riesgo sistemático de la actividad de distribución eléctrica y del premio por riesgo del mercado. Este último riesgo corresponde a la diferencia entre la rentabilidad de una cartera diversificada de inversiones y la tasa libre de riesgo.

Existen dos tipos básicos de inversiones de las que se ocupa el modelo: un valor libre de riesgo cuyo rendimiento durante el período de retención se conoce con certeza; y un portafolio de acciones comunes, compuesto por todos los valores disponibles en manos del público, ponderadas de acuerdo con sus valores de mercado.

La idea principal detrás del CAPM es que, dado que el inversionista es adverso al riesgo, existe una relación de equilibrio entre el riesgo y el rendimiento esperado. En el equilibrio del mercado, se espera que una determinada inversión proporcione un rendimiento proporcional a su *riesgo sistemático* (riesgo que no se puede evitar mediante la diversificación: factores externos y macroeconómicos diversos que afectan el funcionamiento de todas las empresas por igual). Mientras mayor sea el riesgo sistemático, mayor deberá ser el rendimiento que los inversionistas esperarán de ese valor. El modelo asume que existe una tasa libre de riesgo que puede ser ganada en una inversión hipotética cuyo retorno no varía período a período. Entonces, una inversión con riesgo, deberá proveer al inversor un premio por dicho riesgo, adicional a la tasa libre de riesgo. En este marco, el

tamaño de ese premio por riesgo es proporcional al riesgo sistemático que ha tomado el inversor.

El CAPM usa el término *beta* para referirse a esta asociación, implícita en el concepto de riesgo sistemático, entre el retorno de una determinada inversión con el retorno del mercado en su conjunto.

Por otro lado, el *riesgo no sistemático* resulta la otra porción del riesgo total que puede evitarse diversificando la cartera, y, por lo tanto, dado que depende del inversionista, no deberá ser premiado.

Entonces, el modelo postula que el rendimiento esperado de una inversión deberá estar relacionado con su grado de riesgo sistemático, no con su riesgo total, dado que en definitiva es el que le importa a un inversionista que posee un portafolio bien diversificado.

La variante más usada de modelo CAPM para estimar el costo del capital propio descansa sobre el supuesto de que los mercados de capitales están completamente segregados. Por lo tanto, los insumos usados para estimar el CAPM están basados en los mercados locales en vez de los mercados globales. Este abordaje es discutible, en especial cuando las economías son pequeñas e integradas con los mercados globales. En este contexto, para el caso de la actividad de distribución eléctrica en Panamá se optó por aplicar un modelo global de CAPM. Considerando que Panamá es un país emergente, los inversores consideran otras variables al momento de tomar una decisión de inversión, como el ambiente político y financiero, la estabilidad económica, la seguridad jurídica, etc. Para reflejar el riesgo que implica invertir en una economía donde influyen estas variables se adiciona un término de spread que intenta reflejar el mayor retorno que solicita un inversionista por invertir en una economía emergente. La estimación de este riesgo local se explicará más adelante en este informe.

En el esquema CAPM global, la tasa de retorno basada en los conceptos antes indicados, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$r_{CAPM} = r_l + r_{país} + \beta_L \times (r_M - r_l) \quad (2)$$

Donde:

r_{CAPM} es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

r_l es la tasa de retorno de un activo libre de riesgo.

$R_{país}$ es la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.

β_L es el riesgo sistemático de la industria en cuestión.

r_M es el retorno de una cartera diversificada.

$r_M - r_l$ es el premio por riesgo o prima de riesgo de mercado

En términos simplificados, la ecuación (2) expresa que el rendimiento esperado de un valor con riesgo es una combinación de la tasa libre de riesgo más una prima por el riesgo. El paréntesis ($r_m - r_f$) es el premio de mercado o por riesgo. En otras palabras, es el rendimiento en exceso, esto es, el rendimiento esperado menos el rendimiento libre de riesgo. Esta prima por el riesgo es necesaria para inducir a los inversionistas adversos al riesgo a que compren un valor con riesgo.

III.3. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS FUNDAMENTALES PARA LA ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL PROPIO POR EL MÉTODO CAPM

La determinación de los parámetros necesarios para el cálculo es el mayor problema del método CAPM. En Panamá, como en la mayoría de los países latinoamericanos, el mercado accionario no posee gran dinamismo en materia de transacciones de empresas eléctricas. Por ello, el mercado accionario carece de una historia lo suficientemente extensa como para poder ofrecer rendimientos históricos de los títulos con suficiente confiabilidad. Por esta razón se ha decidido utilizar estadísticas internacionales para determinar el premio por riesgo y el riesgo sistemático de la industria, antes definido. Ésta es una práctica usual en los cálculos regulatorios de los países con mercados de capitales no suficientemente desarrollados.

III.3.1. Tasa Libre de Riesgo

En general, para determinar la tasa libre de riesgo se utilizan los rendimientos de instrumentos soberanos emitidos por países con baja probabilidad de cesación de pagos y mínimo riesgo de insolvencia. En este sentido, el rendimiento nominal de un bono del tesoro de Estados Unidos (USA) suele ser la opción más comúnmente utilizada en los países que utilizan el dólar estadounidense como moneda, directa o indirectamente, en su función de reserva de valor.

Teóricamente, el rendimiento de las letras del Tesoro de USA (US T-bills) a 90 días se encuentra libre de riesgo de cesación de pagos. Pero su tasa fluctúa mucho, por lo que la estimación del rendimiento del capital propio resultaría muy volátil y poco confiable. Por otro lado, el rendimiento de los bonos de largo plazo del Tesoro de USA (US T-bonds) se aproxima más al rendimiento de las acciones y es más estable. Para inversores con un horizonte de largo plazo (como en el caso de las inversiones en el sector de energía), este tipo de bonos es una referencia de tasa libre de riesgo, y es lo más utilizado en la práctica.

En cuanto a los valores del bono que se utilizan, dado que el CAPM es un método *forward looking*, puede considerarse que el valor *spot* es la mejor valuación para utilizar en la estimación, ya que se descuentan las expectativas de todos los agentes. Sin embargo la volatilidad de las expectativas de los agentes puede llevar a ciertas distorsiones, por lo que en la práctica se suelen utilizar promedios, evitándose así las crisis cíclicas propias de los mercados financieros. Dado que la actividad de distribución de energía eléctrica se caracteriza por ser un emprendimiento de largo plazo, la utilización de promedios puede ser más representativa de esa realidad. El rendimiento promedio de un período extenso proporcionaría así una base estadística más amplia, ya que se atenúa cualquier situación coyuntural que distorsione temporalmente los rendimientos.

En el presente cálculo, y con el objeto de ser consistentes con el instrumento y el plazo establecido en la Ley N° 6, se utiliza como tasa libre de riesgo el promedio aritmético de los promedios mensuales del rendimiento del bono del tesoro de USA a 30 años (UST30) de los últimos doce meses, es decir, del período entre julio de 2017 y junio de 2018, el cual dio como resultado 2.94%⁴. Se utiliza la tasa de rendimiento nominal como base para la estimación de la tasa libre de riesgo nominal, ajustándose luego a términos reales una vez

⁴ Fuente: Cotizaciones de la última emisión de dicho bono y de acuerdo a los registros del sistema internacional "Bloomberg", suministrados por el Banco Nacional de Panamá.

calculada la tasa promedio ponderada total nominal⁵. Se prefiere el uso de la tasa nominal porque guarda consistencia con el cálculo de otros componentes de la tasa total, los que inevitablemente son nominales (por ejemplo, para estimar la prima de riesgo de mercado se necesita la tasa libre de riesgo en forma nominal, pues los rendimientos del mercado de acciones están expresados en forma nominal).

III.3.2. Determinación de la Prima por Riesgo País

Al estimar el costo del capital en un país emergente, resulta necesario aplicar un adicional por riesgo local. Esto se debe a que las inversiones en este tipo de economías suelen ser más riesgosas que en economías más desarrolladas y estables económicamente. Los mercados emergentes están sujetos a fluctuaciones específicas del mercado doméstico y de variables de índole político-institucional, económica y regulatoria que inciden sobre los proyectos de inversión, lo que lleva a considerar una prima por el riesgo adicional que podrían causar estos factores.

De esta manera, los factores económicos, financieros y político-institucionales que intervienen en la determinación de la prima por riesgo país son, en su mayoría, difíciles de cuantificar. El riesgo político-institucional es probablemente el menos cuantificable y se refiere al riesgo de exposición inherente al contexto político en que se desarrolla la actividad. Los factores que afectan esta variable son la amenaza de guerra, la inestabilidad social, las transferencias desordenadas de poder político, la violencia política, las disputas internacionales, los cambios de régimen y la volatilidad institucional. También pueden considerarse la calidad profesional del aparato burocrático, la transparencia y justicia del sistema político, los niveles de corrupción y la criminalidad.

Debido a esta dificultad en la cuantificación de las variables que determinan el riesgo país, se utilizan una serie de métodos diferentes para estimar su valor. El más difundido actualmente es el modelo de *spread* por riesgo país (*country spread model*), que consiste en calcular un *spread* específico por país y agregarlo al costo del capital, que se estima utilizando datos del mercado financiero de USA. Más específicamente, este *spread* es la brecha entre el rendimiento de un bono soberano local (lo suficientemente representativo) y el rendimiento del Bono del Tesoro de USA utilizado para estimar la tasa libre de riesgo.

Otra forma de determinar esta prima por el riesgo sistemático del país es mediante la utilización de un indicador denominado EMBI + País (*Emerging Market Bond Index Plus*) que mide la evolución de los bonos de un país y representa la sobretasa que paga un país determinado por endeudarse en el mercado externo sobre el rendimiento de bonos del Tesoro de Estados Unidos. Este indicador, estimado por *JP Morgan*, es de amplia utilización y reconocimiento en el ámbito de las finanzas; y está compuesto por una canasta de bonos nominados en dólares de los Estados Unidos, de distinta vida promedio.

En el caso de los países latinoamericanos, el riesgo país es una variable de elevada volatilidad, que fluctúa entre valores extremos en un mismo país en cortos períodos de tiempo. En un contexto macroeconómico estable, el *spread* tiende a reducirse, mientras que durante un período en el que el ciclo económico o político no es favorable, se incrementa.

⁵ En lo que respecta al índice de inflación esperada, la misma queda estimada en este informe, como se verá más adelante.

La racionalidad de su aceptación como elemento que se incorpora en la estimación del costo de capital consiste en la idea de que un inversionista que cuenta con la oportunidad de invertir en una economía en vías de desarrollo exigirá un retorno mayor por estar expuesto a un riesgo adicional respecto a una economía desarrollada; y en el caso en que ya se encuentre operando, el diferencial de retorno que le resulte atractivo para no retirar sus inversiones. Las fuentes de riesgo que explican el diferencial de tasas se atribuye a factores tales como inestabilidad institucional y política, frecuentes cambios en el rumbo económico, modificaciones en la legislación tributaria, laboral, etc.

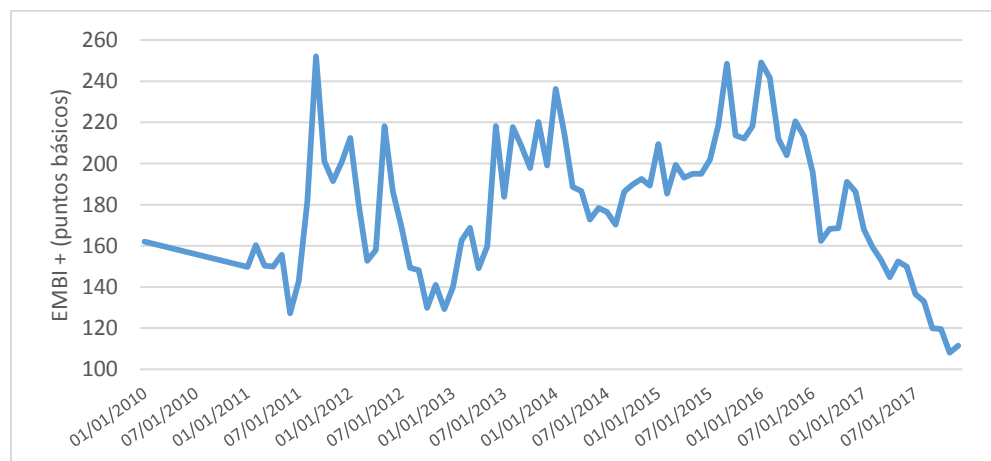
En el cuadro siguiente se muestra la evolución del EMBI+ Panamá del período enero-junio de 2017:

Cuadro 1 EMBI+ Panamá

Periodo	Valor
2018-06	1.48
2018-05	1.50
2018-04	1.35
2018-03	1.32
2018-02	1.14
2018-01	1.01
2017-12	1.12
2017-11	1.08
2017-10	1.20
2017-09	1.20
2017-08	1.33
2017-07	1.37
Promedio	1.28

Fuente: Proporcionado por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).

Gráfica 1 Evolución del EMBI Panamá



Fuente: Proporcionado por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).

Para estimar la prima por riesgo país en Panamá se optó por determinar el *spread* considerando el EMBI+⁶. A efectos de ser consistentes con la estimación de la tasa libre de riesgo se utilizó el promedio de los rendimientos mensuales de julio de 2017 a junio de 2018. El promedio de este período arroja una prima de **128 puntos básicos**.

III.3.3. Riesgo Sistemático de la Industria

La metodología CAPM utiliza el término beta para referirse a la asociación entre el retorno de una determinada inversión con el retorno del mercado en su conjunto. Beta mide el riesgo relativo a que está expuesto el activo que se está analizando respecto al rendimiento de los activos de riesgo que conforman el mercado total.

De acuerdo a la teoría moderna de la diversificación de carteras el riesgo de un activo se puede separar en dos: el riesgo sistemático (riesgo de mercado) y el riesgo asistemático (riesgo único). Respecto a este último no es necesario reconocerle al concesionario por cuanto él mismo puede neutralizarlo combinando ese activo con otros cuyos precios estén correlacionados negativamente. En cambio, el riesgo sistemático, o de mercado, no puede diversificarse porque afecta a todos los activos del mercado⁷. Por esta razón, la práctica regulatoria sólo reconoce el riesgo sistemático, simbolizado por el coeficiente β .

β es la covariancia entre el rendimiento del activo i y el rendimiento del mercado m , respecto a la variancia del rendimiento del mercado. Por lo tanto, este coeficiente mide la contribución del activo i al riesgo de la cartera o portafolio de mercado m . Ello indica que la β media de todos los activos es igual a 1. Un coeficiente β con valor menor a 1 significa que el activo es menos sensible a las variaciones del mercado, y un coeficiente β mayor a 1 que el activo es muy sensible a los movimientos del mercado.

Para estimar el beta de una empresa se deben medir los cambios que ha experimentado el precio de la acción con respecto a los movimientos del mercado global de acciones. Hay numerosas empresas de reconocido prestigio internacional que realizan este tipo de análisis. Entre las más importantes pueden citarse *Merrill Lynch, Ibbotson Associates, Value Line, Bloomberg, Standard & Poor's* y *Compustat* entre otras. Típicamente, beta es estimado económicamente utilizando modelos de regresión. Esto es, el rendimiento en exceso de una acción individual se regresa en el tiempo contra el rendimiento en exceso de un portafolio de mercado (el rendimiento en exceso es, en este caso, igual al retorno total menos la tasa libre de riesgo para el período en cuestión). La pendiente de la ecuación de regresión es el beta, que expresa la sensibilidad del rendimiento en exceso del valor del portafolio del mercado. Si la inclinación de la recta dada por la ecuación es uno, significa que los rendimientos en exceso para la acción varían proporcionalmente con los rendimientos en exceso del portafolio de mercado (la acción tiene el mismo riesgo sistemático que el mercado como un todo).

Debido a que no se cuenta con valores del coeficiente β de empresas eléctricas de distribución de la República de Panamá, se recurre, por comparación, a los valores estimados en otros mercados, como es el caso de los Estados Unidos. En este estudio se tomó el valor estimado por Damodaran, a Enero 2017.

⁶ Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).

⁷ Brealey, R. & Myers, S.; Fundamentos de Financiación Empresarial (McGraw-Hill), Cap. 7

Cuadro 2 **Betas de Empresas– USA – Enero 2018**

INDUSTRIA	CANTIDAD DE FIRMAS	BETA DESAPALANCADO
Utilities (servicios públicos)	18	0.19

Fuente: Damodaran: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betas.xls>

Ahora bien, como los valores de beta observados se obtienen de la variación en el precio de mercado de los activos involucrados y dicha variación no sólo mide el riesgo implícito en la actividad que desarrolla la empresa cuyo costo de capital se está tratando de medir sino también el riesgo financiero derivado de su política de endeudamiento, para obtener el costo del capital propio resulta apropiado aislar el riesgo propio de la actividad. Así el beta observado debe ajustarse eliminando la parte de riesgo financiero y el tratamiento impositivo aplicado al endeudamiento. El β observado es un beta apalancado; es decir, que tiene en cuenta una estructura determinada de endeudamiento, expresado a través de la razón D/E y un tratamiento impositivo particular. A efectos de estimar el β relativo al caso bajo estudio, corresponde entonces quitar esos efectos a través del mecanismo de desapalancamiento, para luego incluir la estructura de endeudamiento que se considera óptima y la tasa impositiva correspondiente. De este modo se obtiene finalmente el β apalancado (equity) aplicable a la República de Panamá. El procedimiento consiste en los siguientes pasos:

- obtención del β desapalancado de empresas eléctricas de los Estados Unidos,
- aplicar la estructura de endeudamiento objetivo, denominado también apalancamiento financiero, D/E, y
- considerar la tasa del impuesto a la renta correspondiente a la República de Panamá.

Las fórmulas son las siguientes:

$$\beta_a^{EU} = \beta_e^{EU} / [1 + (1-t)D/E] \quad \beta \text{ desapalancado de los Estados Unidos} \quad (3)$$

donde t corresponde a Estados Unidos.

$$\beta_e^P = \beta_a^{EU} * [1 + (1-t)D/E] \quad \beta \text{ apalancado de la República de Panamá} \quad (4)$$

donde el valor de t corresponde a Panamá

Donde:

B_a es el Beta del activo o desapalancada

B_e es el Beta del patrimonio o apalancada

D es el nivel de endeudamiento de mediano/largo plazo

E es el Patrimonio Neto

t es la tasa de impuestos (Impuestos a la renta)

El β_a^{EU} de los activos (desapalancado) para las empresas de servicios públicos de electricidad de Estados Unidos es de 0.19 (considerando la fuente descrita de Damodaran). Sobre la base de dicho valor y utilizando la segunda fórmula se obtiene el β_e^P del equity (apalancado) conforme los parámetros considerados para la República de Panamá. Los componentes utilizados en la citada fórmula son:

$$\beta_a^{EU} = 0.19$$

$$t = 0.30$$

$$D/E = 50/50$$

Impuesto a la Renta vigente en República de Panamá
Razón Deuda / Capital Propio objetivo (estructura capital)

El rango de niveles de deuda usados por los distintos reguladores se encuentra entre el 50% – 65% de endeudamiento. En este estudio se considerará como caso base un nivel de endeudamiento del 50. Al respecto es menester acotar que lo ideal sería proponer una estructura de capital óptima, es decir aquella que minimice el valor del WACC y por lo tanto maximice el valor de la empresa.

Los valores antes considerados tienen como fuente a los Estados Unidos, donde el mecanismo regulatorio se basa en garantizar una tasa de retorno (Rate of Return Regulation). En cambio, en la República de Panamá el método de regulación se basa en precios máximos, similar al utilizado en Inglaterra. Se reconoce que este último mecanismo traslada un mayor riesgo a la empresa regulada, en consecuencia corresponde ajustar el β_e^P por una prima por diferencia de mecanismos regulatorios.

La ASEP, en la revisión tarifaria anterior, incluyó un componente por riesgo regulatorio. El riesgo regulatorio es el compañero de la discrecionalidad regulatoria que caracteriza a los regímenes de regulación tipo precio máximo o ingreso máximo. Esta discrecionalidad deviene de la imposibilidad de escribir contratos completos para alcanzar el óptimo social al menor costo posible. Dada esta situación, es importante comprender las consecuencias del riesgo regulatorio y el comportamiento de los inversores. Ese riesgo regulatorio no se puede diversificar completamente, y por lo tanto el CAPM clásico no lo toma en cuenta⁸.

El riesgo regulatorio surge de los distintos sistemas de regulación aplicados (*price cap* o *cost plus*), que impacta en el beta asociado al cálculo de costo de capital propio, por ser un sistema de regulación tipo precio o ingreso máximo

Para estimar el riesgo regulatorio se utiliza el mismo método utilizado por la ASEP en la anterior revisión tarifaria de distribución: se calcula la diferencia entre el riesgo sistemático de la industria eléctrica en Estados Unidos, cuyo sistema regulatorio es *cost plus*, y el del Reino Unido, cuyo sistema regulatorio es *price cap*.

Así, tomando como base el tradicional estudio de Alexander, Mayer y Weeds⁹ se calcula dicha prima como la diferencia entre el β_a^I (desapalancado de Inglaterra) y el β_a^{EU} (desapalancado de Estados Unidos).

En el Cuadro 3 que se muestra a continuación, se observa que OFGEM, en las revisiones tarifarias entre 2010 y 2015, en el cálculo del costo de capital utilizó un valor de Beta de los activos (equity β) igual a 0.9.

Cuadro 3 Resumen Datos para Costo de Capital UK

⁸ Ver, por ej., Grout, P. A. and Zalewska, A. (2006), “The Impact of Regulation on Market Risk”, *Journal of Financial Economics*, Vol. 80, issue 1: 149-184.

⁹ Alexander, Mayer y Weeds; *Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms* (Banco Mundial, 1996)

Table 1 Ofgem's WACC Calculations in Five Price Control Reviews

Price Control Review Regulated Firm Period		DPCR5 EDNs 2010-15
1	Cost of Equity	
2	Risk-free Rate (RFR)	2.00%
3	Equity Beta	0.90
4	Implied Asset Beta	0.32
5	Assumed Debt Beta	0.00
6	Equity Risk Premium (ERP)	5.25%
7	Cost of Equity (post-tax)	6.7%
8	Cost of Debt	
9	Cost of Debt (gross of tax shield)	3.60%
10	Implied Debt Premium (DP)	1.60%
11	Notional Gearing	65.00%
12	Marginal Tax Rate	28.00%
15	'Plain Vanilla' WACC	4.69%
16	Asset beta consistent with Ofgem WACC	0.513
17	Gamma#1 (from Ofgem DP and asset beta)	0.912
18	Gamma#2 (from DP and implied asset beta)	0.339
19	Ofgem Cost of Debt	3.60%
20	Ofgem Cost of Equity	6.73%
21	Ofgem WACC	4.69%
22	Revised Cost of Debt	3.60%
23	Revised Cost of Equity	3.75%
24	Revised WACC	3.65%

Source: Ofgem via Joint Regulators Group and own calculations

Fuente: Submission on the WACC to CMA Energy Market Investigation Paul Hunt - October 2014

Desapalancándolo para la estructura de capital considerada de 50% deuda y 50% capital propio y considerando una alícuota impositiva del 28%¹⁰, se obtiene un valor para β_a^I de 0.523. Es decir:

$$\beta_a^I = \beta_e^I / [1 + (1-t)D/E] = 0.523 = 0.9 / (1+0.7)*1$$

Con lo cual la prima por diferencias de mecanismos regulatorios sería de 0.333 sobre el beta desapalancado de los Estados Unidos (0.523 – 0.19).

En el Cuadro 4 se resume toda la información para obtener el valor del coeficiente β para la República de Panamá.

Cuadro 4 Parámetros para la Determinación del Término β

Variable	Valor
Beta USA desapalancado	0.19
Beta UK apalancado	0.90
Beta UK desapalancado	0.523
Prima por Dif Mec Regulatorio	0.333
Estructura Capital (D/E) UK	1.00
Estructura Capital (D/E) Panamá	1.00
Tasa Marginal Impuesto UK	0.28
Tasa Marginal Impuesto Panamá	0.30
Beta Equity Panamá	0.890

¹⁰ Ver línea 12 en Tabla 5

III.3.4. Prima de Riesgo de Mercado

Otro elemento necesario para determinar el CAPM es el rendimiento esperado por el premio por riesgo, $(r_M - r_f)$, que sería el retorno que espera recibir un inversor para compensar el riesgo adicional que asumió al invertir en un determinado activo, en vez de hacerlo en un activo libre de riesgo. Por lo tanto, el premio por riesgo surge de la diferencia entre el rendimiento de mercado y la tasa libre de riesgo.

Existen dos formas de estimar este premio por riesgo: por un método prospectivo o por uno histórico. El método basado en pronóstico es más adecuado en términos teóricos, pero es poco usado debido a su complejidad. En el caso del método histórico, se asume que los inversores consideran la misma prima de riesgo en el futuro que en el pasado.

A su vez, para determinar el premio por riesgo del mercado en el pasado, el debate se centra en tres aspectos:

- El período histórico para estimar el premio por riesgo del mercado;
- La elección del activo libre de riesgo;
- Si corresponde usar el promedio geométrico o el aritmético.

Con relación al primer punto, existe consenso en que se debe tomar un período lo suficientemente largo que elimine las anomalías propias del ciclo económico. El período más largo, es el elegido por los reguladores de Brasil (ANEEL), Colombia (CREG) y Gran Bretaña (OFGEM). Los defensores de los períodos largos aducen que la desviación standard de las estimaciones para períodos largos es menor en comparación con las estimaciones para períodos más cortos. Y por su parte, aquellos autores que prefieren períodos más cortos alegan que la aversión al riesgo por parte del inversor promedio cambia a lo largo del tiempo, por lo que tomar períodos cortos permite obtener una estimación más actualizada.

Respecto a este punto, es decir al período histórico considerado en el cálculo, se modelaron dos opciones de costo de capital: un Caso Alto, considerando el período 1928-2017, y un Caso Bajo, considerando el período 1977-2017. Se justifica la elección de este período en el hecho que es suficientemente largo como para captar las condiciones de largo plazo, y que además cuenta con la ventaja que presenta menor desvío standard lo que le brinda un resultado más robusto en términos estadísticos.

En cuanto al segundo punto, la elección del activo libre de riesgo se puede tomar ya sea las letras del Tesoro (de corto plazo) o los bonos del Tesoro (de largo plazo). Lo importante es que haya consistencia entre el título que se adopte como libre de riesgo y el plazo que se considere para estimar los retornos esperados. Algunos autores y analistas utilizan la tasa de Letras del Tesoro como la tasa de libre riesgo bajo el supuesto de que no existe ningún riesgo de precio en una Letra del Tesoro, mientras que el precio de un Bono del Tesoro puede verse afectado por cambios en las tasas de interés en el tiempo. Ese argumento tiene sentido, pero sólo si se aplica en una prima de riesgo de capital de periodo único (como por ejemplo, para el próximo año). Invertir en una Letra del Tesoro puede tener un rendimiento garantizado por 6 meses, pero si se reinvierte (roll-over) semestralmente durante 5 o 10 años se producirá lo que se conoce como riesgo de reinversión. En cambio, si directamente se invierte en un Bono a 10 años, se obtendrá el rendimiento nominal durante el período de 10 años.

Un argumento a favor de la selección de Bonos del Tesoro respecto a Letras del Tesoro para la estimación de la Prima por Riesgo es que la diferencia entre Stocks y Letras del Tesoro presenta valores de Prima superiores a las que se observan entre Stocks y Bonos del Tesoro

Para el tercer punto que se refiere a la forma de calcular los promedios, hay dos opciones: promedio aritmético y promedio geométrico. El promedio geométrico consiste en la tasa de retorno compuesta que iguala los valores de inicio y fin. Sin duda, el promedio geométrico refleja mejor los retornos ocurridos en el pasado. Sin embargo, el promedio aritmético es un estimador insesgado del parámetro. La confusión entre los dos criterios estriba en la diferencia entre “expectativas” y “resultados posibles”. El CAPM trabaja con expectativas, y en ese sentido el único criterio válido es usar el promedio aritmético. A los efectos de este estudio, se adopta el criterio de considerar el promedio aritmético de los retornos históricos de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos.

Se ha elegido el mercado de Estados Unidos, debido básicamente a los grandes volúmenes que se transan en ese mercado, la competitividad que existe y la gran cantidad de datos estadísticos disponibles. Ésta es una práctica usual en países emergentes, sobre todo latinoamericanos.

Si bien existen diferentes métodos para determinar el premio por riesgo y distintas fuentes de información, uno de los estudios más utilizados en finanzas y regulación es el realizado por *Ibbotson Associates* sobre el mercado norteamericano, que mide resultados históricos basándose en una cartera sumamente líquida y diversificada como es el Índice Compuesto de Standard & Poor's 500 (S&P 500). *Ibbotson Associates* estima el premio por riesgo como la diferencia entre el retorno total del índice y el rendimiento del bono del tesoro de USA a 20 años.

La información publicada en la página web del profesor Damodaran, de la *Stern School of Business, New York University* (<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>), presenta el retorno anual sobre la inversión de S&P 500 (incluye dividendos), Letras del Tesoro a 3 meses (3-month T. Bill) y Bonos del Tesoro a 10 años (Return on 10-year T. Bond), esta referencia de información ampliamente utilizada en las finanzas. El período analizado abarca desde 1928 hasta 2017.

En el cuadro siguiente se observan valores para el período considerado.

Cuadro 5 Prima de Riesgo de Mercado

Retorno Anual Sobre la Inversión				Prima por Riesgo		Error Standard	
Promedio Aritmético	Stocks	Letras T	Bonos T	Stocks - Letras T	Stocks - Bonos T	Stocks - Letras T	Stocks - Bonos T
1928-2017	11.53%	3.44%	5.15%	8.09%	6.38%	2.10%	2.24%
1977-2017	12.45%	4.60%	7.45%	7.85%	5.00%	2.49%	3.02%
2007-2017	9.83%	0.80%	4.83%	9.03%	5.01%	5.60%	7.93%

Fuente: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/histretSP.html

III.4. ESTIMACIÓN DEL RETORNO SOBRE EL CAPITAL PROPIO PARA LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

Sobre la base de las consideraciones realizadas, la siguiente tabla presenta el rendimiento requerido para el capital propio en términos nominales después de impuestos. Según el modelo de CAPM: el valor estimado ubica dicho retorno en el valor de:

- Caso Alto: **9.89%**;
- Caso Bajo: **8.66%**.

Cuadro 6 Costo de Capital Propio

Componentes	Fórmula	Fuente	Caso Alto	Caso Bajo
Tasa Libre de Riesgo	r_l	Rendimiento del UST30 - Promedio mensual Jul 2017–Jun 2018 - [%](Bloomberg proporcionada por Banco Nacional	2.94	2.94
Prima por riesgo País	$r_{país}$	<i>Spread</i> EMBI Panamá - Promedio mensual Jul 2017–Jun 2018 - [%] (JP Morgan proporcionada por MEF)	1.28	1.28
Beta sin apalancamiento [adimensional]	β_U	Beta de <i>utilities</i> eléctricas de USA (18 empresas) - Ene '17(Damodaran)	0.19	0.19
Ajuste de Beta por sistema regulatorio	β_{SR} $\beta_{GB}-\beta_{USA}$	Diferencia entre el beta aprobado por OFGEM para la actividad de distribución y el beta de utilites de USA	0.333	0.333
Beta Equity Panamá	β_L $\beta_U*[I+(1-t)*D/E]$	Beta ajustado por el apalancamiento	0.89	0.89
Premio por riesgo	ρ_M r_M-r_l	<u>Caso Alto</u> : estimado sobre el mercado de USA como <i>spread</i> entre el rendimiento del UST10 y el rendimiento del S&P500 para el horizonte de 1928-2017 (Damodaran) - [%] <u>Caso Bajo</u> : considerando el horizonte 1977-2017 - [%]	6.38	5.00
Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos	r_{CAPM} $r_l + r_{país} + \beta^*(r_M-r_l)$	[%]	9.89	8.66

III.5. COSTO DE ENDEUDAMIENTO

Como ya ha sido mencionado, el costo de capital promedio, es decir aquel que considera las distintas fuentes de capital, básicamente la propia y el endeudamiento exógeno, se calcula a través del WACC, que como su sigla lo indica es un promedio ponderado de los costos de las distintas fuentes.

El costo de la deuda, por su parte, es el retorno que los poseedores de deuda de la firma demandan al realizar nuevos préstamos. Al contrario del costo del capital propio, el costo de la deuda puede ser directa o indirectamente observado en los mercados financieros.

Para el caso del CAPM, el costo de la deuda se define como la tasa de interés a la cual la firma puede incrementar su deuda (costo marginal de la deuda). Esta tasa varía en función del riesgo de cesación de pagos de la empresa. Una empresa de servicios públicos que desea obtener fondos en el mercado internacional, los captará a una tasa que refleje la tasa libre de riesgo más un spread asociado al riesgo crediticio del sector como también del país en el cual se encuentra dicha firma.

En este estudio, se estimó el costo marginal de endeudamiento por medio de la metodología CAPM, la cual resulta consistente con el cálculo del costo del capital propio.

Según este método, el costo marginal de endeudamiento se estima a partir de la siguiente expresión:

$$r_d = r_l + r_{pais} + SD \quad (5)$$

Donde:

r_d es la tasa marginal de endeudamiento.

r_l es la tasa de retorno de un activo libre de riesgo.

R_{pais} es la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.

SD es el *spread default crediticio*

III.5.1. Tasa Libre de Riesgo

Para la Tasa libre de riesgo solo a los efectos del cálculo del costo de la deuda: se consideraron dos escenarios:

Caso Alto: en consistencia con la determinación del costo de capital propio, se utiliza se utiliza el rendimiento del bono del Tesoro USA a 30 años considerando el promedio de los rendimientos mensuales del período julio de 2017 a junio de 2018: 2.94%

Caso Bajo: se consideró el rendimiento del bono del Tesoro USA a 10 años considerando el promedio de los rendimientos mensuales del período julio de 2017 a junio de 2018: 2.57%. Se consideró este rango temporal porque es el plazo razonable promedio en se endeudan empresas típicas en el mercado.

Cuadro 7 *Tasa de Interés de los Bonos del Tesoro a 10 años*

Año 2017-2018	10 años
Jul. -17	2.32
Ago.-17	2.21
Sept.-17	2.20
Oct.- 17	2.36
Nov.-17	2.35
Dic. - 17	2.40
Ene -18	2.58
Feb.-18	2.86
Mar.-18	2.85
Abr.-18	2.87
May.-18	2.98

Año 2017-2018	10 años
Jun.-18	2.92
Promedio	2.57

Fuente: <https://www.federalreserve.gov/data.htm>

III.5.2. Prima por Riesgo País

Para el adicional por riesgo local se utilizó el spread del EMBI+ de Panamá, considerando el promedio de los rendimientos mensuales del período julio de 2017 a junio de 2018: 128 puntos básicos.

III.5.3. Spread Default Crediticio

A los efectos de la calificación de riesgo para estimar el spread por default crediticio para una empresa en la República de Panamá se consideraron las calificaciones de las 3 principales calificadoras de riesgo de alcance internacional como son Moody's, Fitch y Standard&Poor's. Así, Moody's, a finales de septiembre de 2017 mejoró la perspectiva de la República de Panamá de estable a positiva y reafirmó su grado de inversión Baa2. Esta decisión fue respaldada por factores tales como expectativa de mejoras en la tendencia de la deuda en los próximos años apoyada en la consolidación fiscal y robusto crecimiento del PIB en comparación con sus pares de la región. Por su parte, la calificación que arroja Fitch Ratings al mes de Febrero de 2017 la ubica en "BBB"¹¹, calificación basada en los siguientes términos: "Las calificaciones de Panamá se sustentan en un desempeño macroeconómico estable y fuerte. Este comportamiento ha impulsado un alza sostenida en el ingreso per cápita y refleja las políticas y la ubicación estratégica, además de activos como el Canal de Panamá, que respaldan una tasa alta de inversión" y "... La agencia proyecta que el crecimiento del PIB permanecerá superior a 5% en 2017–2018, el cual sería uno de los niveles más altos en la categoría de calificación BBB . . .". Y por último, Standard&Poor's reafirmó la calificación crediticia de la República de Panamá en BBB con perspectiva estable. Esta decisión fue respaldada por los siguientes factores: crecimiento económico sostenible en los próximos dos años, reduciendo el déficit fiscal; y mejora gradual del marco regulatorio de las instituciones financieras.

En resumen, se recurre a la información que proporciona la agencia Reuters acerca de los niveles de spread para el sector corporativo, los cuales se muestran en el siguiente cuadro.

Cuadro 8 *Spread por riesgo corporativo (Reuters)*
Premio por Riesgo Crediticio según Calificación y Vencimiento

Rating	1 año	3 años	5 años	7 años	10 años	30 años
Aaa/AAA	5	12	18	28	42	65
Aa1/AA+	11.2	27	36.6	45.2	56.8	81.8
Aa2/AA	16.4	42.6	54.8	62.8	71.2	97.8
Aa3/AA-	21.6	48.6	59.8	67.4	75.2	99.2
A1/A+	26.2	54.2	64.6	71.4	78.4	100.2
A2/A	32.8	54.6	67	75.6	84.4	112.4
A3/A-	45.6	71.6	83.6	91.6	100.2	126

¹¹ Fuente: Fitch Ratings – Reporte sobre Panamá – Feb 2017

Rating	1 año	3 años	5 años	7 años	10 años	30 años
Baa1/BBB+	57.8	93	109.4	120	131.8	166.8
Baa2/BBB	47	109.4	127.4	139.4	151.8	190.8
Baa3/BBB-	95.4	134.8	153.2	165.2	178.2	217.8
Ba1/BB+	167.6	209	228.6	243.4	258.8	297.2
Ba2/BB	239.6	282.8	304.2	321.2	339.4	377.2
Ba3/BB-	311.8	357.2	379.6	399.4	420.2	456.6
B1/B+	383.6	431.4	455.6	477.6	500.8	536.2
B2/B	455.8	505.2	531	555.4	581.4	615.6
B3/B-	527.8	579.4	606.4	633.6	661.8	695.6
Caa/CCC	600	653	682	712	743	775

Fuente: pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/bondsreads2014.xlsx

En este cálculo se consideraron dos escenarios:

- **Caso Alto:** se consideró información publicada por el profesor Damodaran (actualizada al 2014) con *spreads* por riesgo corporativo para distintos *ratings* de Reuters. En la tabla se muestran los *spreads* para distintas calificaciones. Se observa que para la calificación actual de la deuda (BBB, de acuerdo a la escala de *Fitch Ratings*), el spread a 30 años es igual a 1.91%:
- **Caso Bajo:** se consideró de la misma información el spread a 10 años, que es igual a 1.52%.

1.1.1. Costo del Endeudamiento

En resumen, el costo marginal de endeudamiento considerando la ecuación (5) da como resultado una tasa de interés de:

- **Caso Alto:** 6.12%, dado que esta es una tasa antes de impuestos, se debe descontar de la misma el pago de impuestos, lo que equivale a **4.28%** después de impuestos como se muestra en la tabla 11;
- **Caso Bajo:** 5.37%, dado que esta es una tasa antes de impuestos, se debe descontar de la misma el pago de impuestos, lo que equivale a **3.76%** después de impuestos como se muestra en la tabla 11.

Cuadro 9 Costo de Capital de Terceros

Componentes	Fórmula	Fuente	Caso alto	Caso bajo
Tasa Libre de Riesgo	r_f	<u>Caso Alto:</u> rendimiento del UST30 - Promedio mensual Jul 2017– Jun 2018- [%] <u>Caso Bajo:</u> rendimiento del UST10 - Promedio mensual Jul 2017– Jun 2018- [%] (Bloomberg proporcionada por Banco Nacional)	2.94	2.57
Prima por riesgo País	$R_{país}$	<i>Spread</i> EMBI + Panamá - Promedio mensual Jul 2017– Jun 2018- [%] (JP Morgan proporcionada por MEF)	1.28	1.28
<i>Spread</i> Default Crediticio	SD	<u>Caso Alto:</u> <i>Spread</i> por riesgo corporativo para empresas con calificación BBB a 30 años (Reuters)	1.91	1.52

<u>Caso Bajo: Spread por riesgo corporativo</u> para empresas con calificación BBB a 10 años (Reuters)			
Costo Nominal de la Deuda antes de impuestos (%)	r_d		6.12 5.37
Tasa impositiva (%)	t		30.00 30.00
Costo Nominal de la Deuda después de impuestos (%)	r'_D	$r_d*(1-t)$	4.28 3.76

III.5.4. ESTRUCTURA DE CAPITAL

La definición de la estructura de capital a los efectos del cálculo de la remuneración de capital a ser incluida en las tarifas se debe basar en el hecho de que, en el mundo real, las empresas están permanentemente intentando reducir sus costos de financiación mediante una composición adecuada de capital propio y deudas, en el capital total. Por lo tanto, buscan encontrar el grado ideal de apalancamiento, dado que el costo del capital de terceros es más barato que el costo del capital propio; sin embargo existe una restricción por el riesgo de *default* asociado a los elevados grados de apalancamiento, por lo cual existe un óptimo en la toma de capital de terceros que está básicamente asociado a los riesgos específicos de cada tipo de negocio (más allá de características coyunturales de los mercados de créditos locales o internacionales).

En general, la literatura financiera no provee una guía cuantitativa sobre cuál debe ser un ratio de deuda óptimo, el cual adicionalmente depende de la actividad.

En términos generales existen dos grandes caminos alternativos para determinar la estructura de capital:

- **Benchmarking financiero:** esta comparación puede hacerse sobre el mercado local, regional o sobre el mercado de USA. Una u otra alternativa tiene sus ventajas y desventajas. Utilizar información basada en el mercado de USA podría implicar obtener un parámetro con baja comparabilidad dadas las diferencias existentes entre los dos países, como por ejemplo la existencia de condiciones del entorno macroeconómico de los países donde las empresas operan que no permita que las mismas puedan posicionarse en los mismos niveles de apalancamiento.
- **Definición endógena:** constituye un método de despeje del porcentaje de participación a partir de la definición de los niveles de cobertura de intereses de deuda en el flujo de caja de cada empresa. Este método resulta interesante y financieramente muy consistente y realista (pues es uno de los indicadores fundamentales que observan las instituciones financieras para continuar prestando). Sin embargo su utilización requiere de una evaluación caso por caso, y además intervienen variables fuera de la gestión de la empresa, como la evolución de la demanda, que hace que este método genere falsas precisiones y no compense la complejidad del mismo.

En el presente estudio se consideraron dos escenarios:

- Caso Alto: se consideró la estructura de capital considerada en la recientemente aprobada tasa de costo de capital para la actividad de transmisión de energía eléctrica,

realizada por la ASEP para determinar el IMP de transmisión del período 2017-2021: 50%.

- **Caso Bajo:** se tomó como antecedente la estructura de capital propuesta por OFGEM en las revisiones tarifarias entre 2010 y 2015, que está indicada en Cuadro 3 - línea 11 Notional Gearing ¹²de este Informe) de deuda 65%- capital propio 35%.

III.6. COSTO PROMEDIO DE CAPITAL

El cuadro siguiente presenta los rendimientos requeridos sobre el capital, en términos nominales después de impuestos para el caso de una empresa de distribución eléctrica operando en Panamá.

Cuadro 10 Costo de Capital Nominal

Componentes		Fórmula	Caso Alto	Caso bajo
Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos (%)	r_{CAPM}	$r_f + r_{país} + \beta_L*(r_f - r_M)$	9.89	8.66
Costo Nominal de la Deuda después de impuestos (%)	r_d	$r_D*(1-t)$	4.28	3.76
Estructura de capital	W_D	$D/(D+E)$	0.50	0.65
Costo Nominal del Capital después de impuestos (%)	WACC	$r_{CAPM}*(1-W_D)+r_D'*W_D$	7.09	5.47

La tasa obtenida en el cuadro anterior es una tasa nominal ya que en su cálculo se consideraron rendimientos obtenidos de los mercados financieros, los cuales descuentan la inflación esperada de la moneda en los instrumentos que estén nominados.

A los efectos de convertir las tasas nominales en reales, se adoptó una inflación esperada en los Estados Unidos de largo plazo del 2.3% anual calculada como la variación del Consumer Price Index - All Urban Consumers elaborado por el Bureau of Labor Statistics de los Estados Unidos entre los años 2018 y 2022. El cuadro 11 muestra los datos.

Cuadro 11 Proyección de Índice de Precios al Consumidor Estados Unidos

	2018	2019	2020	2021	2022	Promedio 2018-2022
Índice	258.5	264.5	270.8	277.2	283.7	
Tasa de variación anual	2.3	2.3	2.4	2.4	2.3	2.3

Fuente: Bureau of Labor Statistics

Adicionalmente, se requiere convertir la WACC obtenida a términos antes de impuestos.

Para hallar tal expresión se considera la siguiente expresión considerando el pronóstico de inflación anteriormente mencionado y la tasa impositiva normativa.

¹² Se refiere a un supuesto nivel de apalancamiento financiero que es utilizado por entidades reguladoras en su evaluación de las empresas, que pueden diferir de los reales niveles de estructura de capital o apalancamiento de las empresas

$$WACC_R = \frac{\frac{r}{(1-t)} - \pi}{(1+\pi)} \quad (6)$$

Dónde:

- $r_{r,ai}$: Tasa de rentabilidad esperada (real antes de impuestos)
- r : Tasa de rentabilidad esperada (nominal después de impuestos)
- t : Tasa impositiva (alícuota del Impuesto sobre la Renta).
- π : Inflación esperada de largo plazo

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, el costo promedio del capital en términos reales antes de impuestos asciende a.

- Caso Alto: **5.64%**;
- Caso Bajo: **4.06%**.

Cuadro 12 Costo de Capital Real (%)

Componentes	Fórmula	Fuente	Caso Alto	Caso Bajo
Costo Nominal del Capital después de impuestos [%]	$WACC$	$r_E*(1-W_D)+r_D'*W_D$	7.09	5.47
Inflación en USA [%]	π_{USA}	Variación del Consumer Price Index - All Urban Consumers, promedio proyectado 2018-2022	2.30	2.30
Costo Real del Capital antes de impuestos [%]	$WACC_R$	$[WACC/(1-t)-\pi_{USA}]/(1+\pi_{USA})$	7.65	5.40

III.7. SENSIBILIDADES DEL COSTO PROMEDIO DE CAPITAL

A continuación se realiza un Análisis de Sensibilidad adoptando otros valores alternativos para algunos parámetros que conforman las fórmulas de cálculo. Se proponen dos alternativas que contemplan valores distintos para los parámetros: la Estructura de Capital, la Prima de Riesgo de Mercado, la Prima por Riesgo Crediticio y la Tasa Libre de Riesgo para la Deuda.

En el cuadro 14 se presenta los resultados obtenidos, tanto para el caso Base antes expuesto como para las dos alternativas planteadas como análisis de sensibilidad.

Cuadro 13 Casos – Análisis de Sensibilidad

Caso	Prima Riesgo Mercado	Prima Riesgo Crediticio	Tasa libre de Riesgo (Deuda)	Estructura Capital (Patrimonio/Deuda)
Caso Alto	1928-2017	30 años	UST30	50%/50%
Caso Bajo	1977-2017	10 años	UST10	35%/65%
Alt 3	1928-2017	10 años	UST10	50%/50%
Alt 4	1928-2017	10 años	UST10	35%/65%
Alt 5	1928-2017	30 años	UST30	35%/65%

Cuadro 14 **Resultados Obtenidos – Análisis de Sensibilidad**

Concepto	Caso Alto	Caso Bajo	Alt 3	Alt 4	Alt 5
Tasa Libre de Riesgo	2.94%	2.94%	2.94%	2.94%	2.94%
Prima por Riesgo País	1.28%	1.28%	1.28%	1.28%	1.28%
Beta Equity Panama	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89
Prima Riesgo Mercado	6.38%	5.00%	6.38%	6.38%	6.38%
Costo Capital Propio	9.89%	8.66%	9.88%	9.88%	9.88%
Tasa Endeudamiento antes de Impuesto	6.12%	5.37%	5.37%	5.37%	6.12%
Tasa Endeudamiento despues de Impuesto	4.28%	3.76%	3.76%	3.76%	4.28%
D/(D+E)	50%	65%	50%	65%	65%
E/(D+E)	50%	35%	50%	35%	35%
WACC Nominal antes de Impuestos	10.12%	7.82%	9.74%	8.43%	8.92%
WACC Nominal después de Impuestos	7.09%	5.47%	6.82%	5.90%	6.24%
Tasa Inflación EUA	2.30%	2.30%	2.30%	2.30%	2.30%
WACC Real antes de Impuestos	7.65%	5.40%	7.28%	5.99%	6.47%

III.8. BIBLIOGRAFÍA

- Damodaran <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>
- Damodaran, Aswarh; Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications; Stern School of Business. September 2008
- Alexander, Mayer y Weeds; Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms (Banco Mundial, 1996)
- BondsOnline (<http://www.bondsonline.com>); FT Interactive Data
- Brealey, R. & Myers, S.; Fundamentos de Financiación Empresarial (McGraw-Hill - 1993)
- Chisari, O., Rodríguez P., M., Rossi, M.; El Costo de Capital en Empresas Reguladas: Incentivos y Metodología (UADE, 2001)
- Congressional Budget Office; Department of Commerce, Bureau of Economic Analysis; Department of Labor, Bureau of Labor Statistics; Federal Reserve Board.
- CREG; Costo de Capital para Remunerar la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica – Doc CREG-001 Enero 2008
- Damodaran, Aswath; Estimating Equity Risk Premiums; Stern School of Business - 1998
- Damodaran, A.; Measuring Company Exposure to Country Risk: Theory and Practice (Stern School of Business - September 2003)
- Damodaran, Aswath; <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
- Dumrauf, Guillermo; Finanzas Corporativas (Grupo Guía, 2003)
- Federal Reserve USA <http://www.federalreserve.gov/releases/h15/current/default.htm>
- Hunt, Paul; The Weighted Average Cost of Capital for Electricity and Gas Networks; Submission on the WACC to CMA Energy Market Investigation; 2014
- Fitch Ratings – Reporte sobre Panamá – Feb 2017
- Ministerio de Economía y Finanzas de Panamá
- Banco Nacional de Panamá

ANEXO IV. ANÁLISIS DEL MERCADO

En este anexo se realiza un análisis de la evolución del mercado en el periodo 2014-2018, su comparación con las proyecciones realizadas y las consideraciones efectuadas a fin de prever su evolución en el periodo 2018-2022.

La información base ha sido suministrada por las empresas distribuidoras, de manera detallada la facturación de energía y cantidad de usuarios por tarifa y en forma mensual desde julio de 2013 hasta junio de 2018.

Asimismo se utilizó información del Indicativo de Demanda 2019-2039 elaborado por el CND en cuanto a tasas previstas de crecimiento de la energía y valores adoptados del factor de carga para el periodo 2018-2022.

IV.1. EDEMET

IV.1.1. Análisis sintético del mercado en el periodo Julio 2014 – Junio 2018

En este punto se muestra en forma sintética la evolución histórica de los principales parámetros del mercado: clientes, energía facturada, ingresada al sistema, demanda y pérdidas.

Cuadro N° 1.1
Evolución Usuarios previstos y Usuarios reales facturados - EDEMET

Periodo	Usuarios facturados	Usuarios previstos
Jul13-Jun14	408,172	409,772
Jul14-Jun15	423,831	428,987
Jul15-Jun16	440,008	448,775
Jul16-Jun17	453,808	468,839
Jul17-Jun-18	473,191	489,190

Se observa que el crecimiento de la cantidad de usuarios es menor al previsto, con una tasa de crecimiento real del 3.7% respecto de la prevista del 4.5%.

Cuadro N° 1.2
Evolución de energía consumida prevista y real facturada - EDEMET

Periodo	Energía facturada sin AP [MWh]	Energía prevista sin AP [MWh]	Energía facturada AP [MWh]	Energía prevista AP [MWh]	Energía facturada sin Grandes Clientes [MWh]	Energía facturada Total [MWh]	Energía prevista Total [MWh]
Jul13-Jun14	3,597,658	3,618,833	85,125	88,492	3,621,446	3,682,783	3,707,325
Jul14-Jun15	3,839,925	3,771,462	86,923	98,896	3,853,240	3,926,848	3,870,358
Jul15-Jun16	4,103,552	3,923,565	92,023	106,616	4,125,114	4,195,576	4,030,181
Jul16-Jun17	4,096,456	4,077,531	99,058	114,321	4,108,833	4,195,514	4,191,852
Jul17-Jun-18	4,133,989	4,234,181	106,707	122,026	4,075,234	4,240,696	4,356,207

De los datos se observa que la energía facturada total por EDEMET en el periodo tarifario (16,558,634 kWh) es levemente superior (0.7%) a la prevista (16,448,598 kWh). Del análisis por clase de consumo

se observa que la energía consumida por los clientes regulados y no regulados (sin AP) es también levemente superior a la prevista (1.0%), en cambio la energía consumida por AP es inferior a la prevista (-12.9%).

Si bien la energía total facturada en el periodo es mayor a la prevista los valores anuales presentan algunas oscilaciones resultando un valor real menor al previsto en el último año. La tasa de crecimiento real en el periodo es del 3.6% y la tasa prevista fue del 4.1%

Cuadro N° 1.3
Energía consumida por usuario - EDEMET

Periodo	Energía consumida por usuario real [kWh-usu]	Energía consumida por usuario prevista [kWh-usu]
Jul13-Jun14	751.89	753.94
Jul14-Jun15	772.09	751.84
Jul15-Jun16	794.60	748.37
Jul16-Jun17	770.43	745.08
Jul17-Jun-18	746.83	742.08

La energía consumida real por usuario es superior a la prevista en prácticamente todos los años del periodo.

Cuadro N° 1.4
Evolución de la energía inyectada prevista, real y prevista con consumo real - EDEMET

Periodo	Energía inyectada Total real [MWh] (**)	Energía inyectada Total prevista [MWh](*)	Energía inyectada prevista con consumo real [MWh](*)
Jul13-Jun14	4,098,687	4,032,858	4,006,161
Jul14-Jun15	4,389,020	4,202,025	4,263,356
Jul15-Jun16	4,707,179	4,371,204	4,550,594
Jul16-Jun17	4,700,599	4,546,145	4,550,116
Jul17-Jun-18	4,713,104	4,724,084	4,598,819
(*) con pérdidas eficientes			

La energía prevista inyectada surge, de acuerdo al informe IMP anterior, de la energía prevista a facturar a usuarios más las pérdidas eficientes establecidas a reconocer. Se adiciona una columna con el cálculo de la energía que debiera haberse inyectado a partir de los consumos a usuarios realmente ocurridos con las pérdidas eficientes previstas a reconocer en la revisión tarifaria anterior.

La energía total inyectada al sistema de EDEMET para los años del periodo es superior (aproximadamente 3.7%) a la prevista, en concordancia con lo ocurrido con la energía consumida, pero en una proporción mayor dado que las pérdidas han sido mayores a las eficientes.

De forma similar se presenta la demanda máxima prevista, la real ocurrida y la máxima que debiera haber ocurrido a partir de los consumos reales y las pérdidas eficientes y factores de carga previstos en el estudio del IMP anterior.

Cuadro N° 1.5
Evolución de la demanda máxima prevista, real y prevista con consumo real - EDEMET

Periodo	Demanda Máxima real [MW]	Demanda Máxima prevista [MW](*)	Demanda Máxima prevista con consumo real [MW](*)
Jul13-Jun14	702.65	696.93	692.32
Jul14-Jun15	778.55	727.80	738.42
Jul15-Jun16	798.31	758.36	789.48
Jul16-Jun17	809.83	785.36	786.05
Jul17-Jun-18	797.84	814.59	792.99
(*) con pérdidas eficientes			

En este caso se observa que la demanda máxima de EDEMET real fue superior a la prevista en el estudio tarifario anterior. El factor de carga real promedio (0.66) y el previsto (0.66) son coincidentes.

En el cuadro siguiente se muestran las pérdidas en distribución previstas en el estudio del IMP anterior y las reales ocurridas, de la empresa EDEMET para el periodo 2014 – 2018, siendo los datos de mercado del periodo ene18-jun18 proyectados por la empresa. Los datos previstos en el estudio anterior son valores eficientes (de acuerdo a las pérdidas establecidas a reconocer), mientras que los valores reales son los efectivamente ocurridos, incluyendo pérdidas técnicas y no técnicas. Los porcentajes de pérdidas están calculados respecto de la energía total recibida por la empresa distribuidora.

Cuadro N° 1.6
Pérdidas de energía real y prevista - EDEMET

Periodo	Pérdidas reales ocurridas [MWh]	Pérdidas reales ocurridas [%]	Pérdidas previstas [MWh]	Pérdidas previstas [%] (*)
Jul13-Jun14	415,904	10.15%	325,533	8.54%
Jul14-Jun15	462,172	10.53%	331,667	8.36%
Jul15-Jun16	511,603	10.87%	341,023	8.27%
Jul16-Jun17	505,085	10.75%	354,293	8.26%
Jul17-Jun-18	472,407	10.02%	367,877	8.26%
(*) Incluye 0,47% de pérdidas no gestionables reconocidas en el periodo				

Se observa que las pérdidas de energía reales en % son superiores a las previstas, con un promedio en el periodo del 2.25%, con un descenso en el último año.

En resumen puede concluirse que el crecimiento de la cantidad de clientes ha sido inferior a lo previsto, en cambio la energía consumida total en el periodo ha sido similar a la prevista.

IV.1.2. Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 – Junio 2022

IV.1.2.1. Proyección de Clientes de EDEMET

La evolución prevista del número de clientes resulta del análisis de la información histórica y de la proyección proporcionada por la distribuidora.

La distribuidora presentó la siguiente información relacionada con el crecimiento de los clientes para el nuevo periodo tarifario:

Cuadro N° 1.7
Proyección de clientes realizada por EDEMET

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
490,785	509,684	529,134	549,120	569,682

A partir del análisis de los clientes existentes en el periodo 2014-2018 resulta la siguiente serie histórica de evolución de los clientes (ver Cuadro N° 1.1):

Cuadro N° 1.8
Serie histórica de clientes - EDEMET

Jul14-Jun15	Jul15-Jun16	Jul16-Jun17	Jul17-Jun18
423,831	440,008	453,808	473,191

Del análisis de la estimación de la distribuidora y la información procesada de facturación del periodo jul17-jun18 se observa que la información indicada para el año base (jul17-jun18) en sus previsiones de proyección y la de la facturación no es consistente, siendo la cantidad de clientes del año base que la empresa utiliza para la proyección mayor al ocurrido.

La distribuidora propone una tasa de crecimiento de clientes para el periodo 2018-2022 del 3.78%. La misma es levemente superior a la real ocurrida en el periodo 2014-2018 (3.76%) y la de los dos últimos años (3.7%). A partir de esto se adopta una tasa de crecimiento promedio entre las dos últimas mencionadas (3.73%) aplicándola a partir de la cantidad de usuarios obtenida para el periodo jul17-jun18 de los datos recopilados como históricos, esto es 473,191 clientes (Cuadro 1.8). Así resulta la siguiente serie de crecimiento de los clientes para el periodo 2018-2022:

Cuadro N° 1.9
Proyección de clientes - EDEMET

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
473,191	490,841	509,149	528,141	547,840

Nota: Para el caso de los clientes la empresa envió proyecciones en planilla Excel “Copia de 11 EDEMET Previsión del mercado 2018-2022 (Base)”, punto 11 de nota CM-1320-17 del 15/12/17, donde para el periodo jul18-jun19 la cantidad de clientes sería de 509,684. Esto implicaba un fuerte salto en la cantidad de clientes respecto del año base con la información disponible a la fecha, por lo que se ha usado como valor base el valor actualizado con datos reales, de 473,191 clientes.

La propuesta de la distribuidora implicaría un salto del año base al primer año del periodo tarifario de 36,493 clientes, lo cual no es razonable ya que los saltos históricos son, en promedio, del orden de 16,000 clientes/año y los propuestos por la empresa en su proyección del orden de los 20,000 clientes. Para la proyección se utilizó la tasa de crecimiento antes mencionada de 3.73%.

IV.1.2.2. Proyección de Energía Facturada e Ingresada al Sistema de EDEMET

La evolución prevista del consumo resulta del análisis de la evolución histórica, las proyecciones realizadas por la empresa y la información de proyección obtenida del Informe Indicativo de Demandas 2019-2039 del CND. A partir de la misma y considerando la pérdida eficiente (incluidas no técnicas) a reconocer se obtiene la energía ingresada al sistema.

Para el caso de la proyección de energía facturada, incluyendo los grandes clientes no regulados, la distribuidora presenta los siguientes valores:

Cuadro N° 1.10
Proyección de energía facturada realizada por EDEMET [MWh]

	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
Energía Facturada	4,252,576	4,301,203	4,384,096	4,470,792	4,558,817

A partir del análisis de la energía facturada real en el periodo 2014-2018 resulta la siguiente serie histórica (ver Cuadro N° 1.2):

Cuadro N° 1.11
Serie histórica de energía total facturada incluyendo AP - EDEMET [MWh]

Jul13-Jun14	Jul14-Jun15	Jul15-Jun16	Jul16-Jun17	Jul17-Jun18
3,682,783	3,926,848	4,195,576	4,195,514	4,240,696

Se observa que la energía total facturada en el año base (4,240,696 MWh) es levemente inferior a la supuesta por la distribuidora en el cálculo de sus proyecciones (4,252,576 MWh). A partir de esta información se realizan nuevas proyecciones de la energía total prevista en el periodo tarifario 2018-2022 considerando dos alternativas partiendo de la energía real facturada para el periodo jul17-jun18:

- Alternativa a) Considerando el crecimiento de energía propuesto por la distribuidora (tasa anual media 1.75%) posterior a la consulta. Este se observa bajo respecto a lo ocurrido en el periodo 2014-2018 (ver Cuadro N° 1.2).
- Alternativa b). En este caso se analizó la tasa de crecimiento prevista en el Indicativo de Demanda 2019-2039 del CND (1.7%), la tasa de crecimiento histórica del último periodo tarifario (3.54%) y la del último año (1.1%), adoptándose como tasa de crecimiento el promedio de las mismas (2.1%) para la energía facturada sin alumbrado público. Para el alumbrado público se adopta una tasa anual media de 5%.

Los valores resultantes se presentan a continuación, utilizándose para este estudio la Alternativa b).

Cuadro N° 1.12
Proyección de energía facturada - EDEMET [MWh]

Alternativa	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
Alternativa a)	4,240,696	4,314,908	4,390,419	4,467,251	4,545,428
Alternativa b)	4,240,696	4,332,845	4,427,084	4,523,465	4,622,040

Para la proyección de energía facturada se adoptó la información brindada por EDEMET en planilla Excel “Copia de 11 EDEMET Previsión del mercado 2018-2022 (Base)”, punto 11 de nota CM-1320-17 del 15/12/17, e información aportada en la consulta pública del IMP.

Para la estimación de la energía ingresada al sistema se consideran las pérdidas eficientes a reconocer. En este caso, de las ecuaciones de eficiencia, resulta un valor de pérdidas eficientes de 7.66%. A este valor se le adiciona un 60% de las pérdidas en zonas rojas e invasiones, que se ha estimado en 1.13%, por lo que el porcentaje total de pérdidas a reconocer (técnicas más no técnicas) es de 8.79% (ver Anexo V).

De esta forma la energía eficiente a ingresar al sistema, para la alternativa seleccionada, se estima en:

Cuadro N° 1.13
Proyección de la energía ingresada al sistema - EDEMET [MWh]

Alternativa	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
Alternativa b)	4,622,516	4,750,674	4,853,964	4,959,600	5,067,641

IV.1.2.3. Demanda máxima de EDEMET

A partir de los resultados anteriores y de la previsión del factor de carga (0.66) obtenido del Informe Indicativo de Demanda 2019-2039 del CND se estima la proyección de la demanda máxima para cada año del periodo jul18-jun22.

Debe tenerse en cuenta que el valor de la demanda máxima a utilizar es la propia de la empresa y no la coincidente con la máxima del sistema, a cuyos efectos hay que utilizar la máxima coincidente y los respectivos factores de coincidencia. Esto vale tanto para la demanda propia de la distribuidora como para la de los Grandes Clientes no regulados conectados a sus redes. Dado que la información está dada sobre una base mensual, es necesario integrar primero sobre esa base la demanda de todos los clientes relacionados con las instalaciones de la distribuidora (demanda máxima propia, demanda máxima grandes clientes no regulados) y a partir de tales totales determinar la máxima de EDEMET para el periodo tarifario.

La evolución prevista de la demanda máxima de EDEMET se sintetiza a continuación para la alternativa seleccionada, según se detalló en los puntos anteriores.

Cuadro N° 1.14
Estimación de la Demanda Máxima - EDEMET [MW]

Alternativa	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
Alternativa b)	800	822	840	858	877

La demanda máxima se obtiene a partir del valor de la energía eficiente ingresada al sistema (Cuadro N° 1.13) y el factor de carga. El factor de carga (FC) adoptado para EDEMET fue de 0.66, resultante

de información del Indicativo de Demanda 2019-2039 del CND. Para el cálculo del FC se tomó, para cada año del periodo tarifario, los valores de energía anual y la potencia máxima, calculándose el FC para los distintos años del periodo tarifario, resultando el valor antes indicado.

IV.2. ENSA

IV.2.1. Análisis sintético del mercado en el periodo Julio 2014 – Junio 2018

En este punto se muestra en forma sintética la evolución histórica de los principales parámetros del mercado de la distribuidora: clientes, energía facturada, ingresada al sistema, demanda y pérdidas.

Cuadro N° 2.1

Evolución Usuarios previstos y Usuarios reales facturados por año tarifario - ENSA

Periodo	Usuarios facturados	Usuarios previstos
Jul13-Jun14	391,349	392,304
Jul14-Jun15	405,895	410,137
Jul15-Jun16	420,861	426,390
Jul16-Jun17	437,630	440,686
Jul17-Jun-18	449,481	454,661

Se observa que el crecimiento de la cantidad de usuarios es algo menor al previsto, con una tasa promedio anual de crecimiento real del 3.52% respecto de la prevista del 3.76%.

Cuadro N° 2.2

Evolución de energía consumida prevista y real facturada - ENSA

Periodo	Energía facturada sin AP y sin EDEMET [MWh]	Energía prevista sin AP y sin EDEMET [MWh]	Energía facturada EDEMET [MWh] (*)	Energía prevista EDEMET [MWh]	Energía facturada AP [MWh]	Energía prevista AP [MWh]	Energía facturada sin EDEMET [MWh]	Energía facturada sin Grandes Clientes y EDEMET [MWh]	Energía facturada Total [MWh]	Energía prevista Total [MWh]
Jul13-Jun14	3,066,432	3,125,492	69,839	216,041	51,197	55,665	3,117,629	2,904,435	3,187,468	3,397,198
Jul14-Jun15	3,232,046	3,305,337	238,969	216,041	57,325	57,882	3,289,372	3,086,826	3,528,341	3,579,260
Jul15-Jun16	3,431,176	3,466,542	216,659	216,041	61,599	60,044	3,492,776	3,321,046	3,709,435	3,742,627
Jul16-Jun17	3,473,702	3,612,972	289,682	216,041	64,544	62,204	3,538,246	3,364,599	3,827,928	3,891,217
Jul17-Jun-18	3,548,530	3,765,897	261,384	216,041	66,293	64,381	3,614,823	3,367,765	3,876,207	4,046,319

De los datos se observa que la energía facturada total por ENSA para los años del periodo tarifario es algo inferior a la prevista. Del análisis por clase de consumo se observa que la tasa de crecimiento de la energía consumida por los clientes regulados y no regulados (sin AP) (3.72%) es inferior a la prevista (4.77%), en cambio la energía entregada a EDEMET y la consumida por AP son mayores a las previstas.

Cuadro N° 2.3

Energía consumida por usuario (sin considerar ventas a EDEMET) - ENSA

Periodo	Energía consumida por usuario real [kWh-usu]	Energía consumida por usuario prevista [kWh-usu]
Jul13-Jun14	663.86	675.74
Jul14-Jun15	675.33	683.35

Periodo	Energía consumida por usuario real [kWh-usu]	Energía consumida por usuario prevista [kWh-usu]
Jul15-Jun16	691.59	689.23
Jul16-Jun17	673.75	694.97
Jul17-Jun18	670.18	702.04

La energía consumida real por usuario es, en general, inferior a la prevista.

En el cuadro siguiente se muestra la evolución de la energía prevista inyectada al sistema de ENSA y la realmente inyectada.

La energía prevista inyectada surge de la energía prevista a usuarios más las pérdidas eficientes establecidas a reconocer. Se adiciona una columna con el cálculo de la energía que debiera haberse inyectado a partir de los consumos a usuarios realmente ocurridos con las pérdidas eficientes previstas a reconocer en el estudio anterior.

Cuadro N° 2.4

Evolución de la energía inyectada prevista, real y prevista con consumo real - ENSA

Periodo	Energía inyectada Total real [MWh] (**)	Energía inyectada sin EDEMET prevista estudio anterior [MWh](*)	Energía inyectada EDEMET prevista [MWh](*)	Energía inyectada Total prevista [MWh](*)	Energía inyectada prevista con consumo real sin EDEMET [MWh](*)
Jul13-Jun14	3,597,741	3,461,529	219,331	3,680,860	3,392,402
Jul14-Jun15	3,967,410	3,652,558	219,331	3,871,889	3,572,357
Jul15-Jun16	4,191,144	3,826,162	219,331	4,045,493	3,789,479
Jul16-Jun17	4,298,408	3,986,986	219,331	4,206,317	3,838,439
Jul17-Jun-18	4,372,976	4,154,955	219,331	4,374,286	3,921,236

(*) con pérdidas eficientes

(**) Compras SIN+SIGSA+Servicio B (Planilla "Demanda Max Compras") - Se adiciona facturación Grandes Clientes con pérdidas eficientes y EDEMET

De forma similar, en el cuadro siguiente, se presenta la demanda máxima prevista, la real ocurrida y la máxima que debiera haber ocurrido a partir de los consumos reales y las pérdidas eficientes y factores de carga previstos en el estudio del IMP anterior.

Cuadro N° 2.5

Evolución de la demanda máxima prevista y real - ENSA

Periodo	Demanda real [MW](*)	Demanda prevista [MW](**)
Jul13-Jun14	550.93	617.37
Jul14-Jun15	611.53	649.42
Jul15-Jun16	619.60	683.59
Jul16-Jun17	652.30	715.78
Jul17-Jun18	660.62	744.93

(*)Obtenido a partir de información de ENSA

(**) Con pérdidas eficientes y factores de carga previstos en estudio anterior. Sin EDEMET.

En el cuadro siguiente se muestran las pérdidas en distribución previstas en el IMP anterior y las reales ocurridas, de la empresa ENSA para el periodo 2014 – 2018. Los datos previstos en la revisión anterior son valores eficientes (de acuerdo a las pérdidas establecidas a reconocer), mientras que los valores reales son los efectivamente ocurridos, incluyendo pérdidas técnicas y no técnicas. Los porcentajes de pérdidas están calculados respecto de la energía total recibida por la empresa distribuidora, sin incluir Grandes Clientes ni intercambios con EDEMET.

Cuadro N° 2.6
Pérdida de energía real y prevista - ENSA

Periodo	Pérdidas reales ocurridas [MWh]	Pérdidas reales ocurridas [%]	Pérdidas previstas [MWh]	Pérdidas previstas [%] (*)
Jul13-Jun14	410,273	11.40%	283,662	8.88%
Jul14-Jun15	439,069	11.07%	292,629	8.73%
Jul15-Jun16	481,709	11.49%	302,866	8.66%
Jul16-Jun17	470,480	10.95%	315,100	8.66%
Jul17-Jun-18	496,770	11.36%	327,967	8.67%

(*) Incluye 1,17% de pérdidas no gestionables reconocidas en el periodo

Se observa que las pérdidas de energía reales en porcentaje % son superiores a las previstas, manteniéndose en valores similares (diferencias inferiores al 0.54%). Las diferencias entre las pérdidas reales y previstas son en promedio del 2.5%.

En resumen puede concluirse que el crecimiento de la cantidad de clientes y de la energía consumida ha sido levemente inferior a lo previsto, con una disminución del crecimiento en los dos últimos años.

IV.2.2. Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 – Junio 2022

IV.2.2.1. Proyección de Clientes de ENSA

La evolución prevista del número de clientes resulta del análisis de la información histórica y de proyección proporcionada por la distribuidora.

La distribuidora presentó la siguiente información relacionada con el crecimiento de los clientes para el nuevo periodo tarifario:

Cuadro N° 2.7
Proyección de clientes realizada por ENSA

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
453,684	470,041	485,840	501,724	518,593

A partir del análisis de los clientes existentes en el periodo 2014-2018 resulta la siguiente serie histórica de evolución de los clientes (ver Cuadro N° 2.1):

Cuadro N° 2.8
Serie histórica de clientes - ENSA

Jul14-Jun15	Jul15-Jun16	Jul16-Jun17	Jul17-Jun18
405,895	420,861	437,630	449,481

Dado que existe una diferencia en la cantidad de clientes del año base tomado como inicio del periodo por la distribuidora (453,684) y la cantidad de clientes resultante de la información suministrada para el año tarifario jul17-jun18 (449,481), se adopta este último valor como dato inicial o base para la proyección en el periodo jul18-jun22.

En el caso de la tasa de crecimiento se analizó la utilizada por la empresa en su proyección y la promedio real ocurrida en el periodo 2014-2018 y el último año de dicho periodo. La del periodo 2014-2018 (3.5%) es levemente superior a la utilizada por la empresa (3.4%) en cambio la del último año es inferior (2.7%), adoptándose un valor del 3.2% promedio para el próximo periodo.

Los valores resultantes de la proyección de clientes se presentan a continuación.

Cuadro N° 2.9
Proyección de clientes - ENSA

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
449,481	463,864	478,708	494,027	509,836

Fuente: Proyección realizada por ENSA según planilla “5.1,5.2,5.3 y 6.1,6.2, 6.3 *Energía Facturada, Demanda Máxima y Clientes Desagregados*”. La cantidad de clientes del año base se obtuvo de la información disponible (información suministrada por ASEP en planillas Excel: de la energía real facturada para el periodo jul17-jun18).

IV.2.2.2. Proyección de Energía Facturada e Ingresada al Sistema de ENSA

La evolución prevista del consumo resulta de las proyecciones realizadas por la empresa, del análisis de los consumos en el periodo 2014-2018 y de las proyecciones publicadas por el CND en su Informe Indicativo de Demandas 2019-2039. A partir de dicha información (incluyendo la energía entregada a EDEMET) y considerando las pérdidas eficientes (incluidas no técnicas) a reconocer se obtiene la energía ingresada al sistema. En el caso de la energía facturada, esta incluye los grandes clientes no regulados.

Para el caso de la proyección de energía facturada, incluyendo los grandes clientes no regulados, la distribuidora presenta los valores indicados en el cuadro siguiente. La energía facturada sin AP es la presentada por la distribuidora luego de la consulta pública, la energía facturada AP y ventas a EDEMET son las presentadas originalmente por la distribuidora, ya que no ha indicado nuevos valores.

Cuadro N° 2.10
Proyección de energía facturada realizada por ENSA [MWh]

Detalle	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
EnerFac sin AP	3,548,430	3,623,049	3,731,741	3,843,693	3,959,004
Ener Fac AP	67,127	69,997	73,226	75,780	78,811
Energía EDEMET	242,719	236,433	256,768	236,726	236,844

A partir del análisis de la energía facturada real en el periodo 2014-2018 resulta la siguiente serie histórica (ver Cuadro N° 2.2):

Cuadro N° 2.11
Serie histórica de energía facturada - ENSA [MWh]

Detalle	Jul14-Jun15	Jul15-Jun16	Jul16-Jun17	Jul17-Jun18
EnerFac sin AP	3,232,046	3,431,176	3,473,702	3,548,530
Ener Fac AP	57,325	61,599	64,544	66,293
Energía EDEMET	238,969	216,659	289,682	265,082

Se observa que la energía facturada en el año base (3,879,905 MWh-año) es levemente mayor a la supuesta por la distribuidora en el cálculo de sus proyecciones (3,858,276 MWh-año). A partir de esta información se realizan nuevas proyecciones considerando la energía real facturada en el año base sin AP, los valores proyectados por la empresa para el periodo 2018-2022 y las proyecciones del CND.

En este caso las tasas utilizadas por la empresa para su proyección y las obtenidas del CND resultan superiores a la resultante del promedio del periodo 2014-2018 y el último año, por lo que para los casos de la Energía facturada de AP y a EDEMET se adoptan los valores proyectados de la empresa para el periodo 2018-2022 en su propuesta presentada en la consulta pública, y las proyecciones del CND considerando la serie de 10 años (tasa meda anual 3.23%), resultando una tasa promedio para el periodo del 3.12%. Para los casos de la Energía facturada de AP y a ventas a EDEMET se adoptan los valores proyectados originalmente de la empresa.

Cuadro N° 2.12
Proyección de energía facturada – ENSA [MWh]

Detalle	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
EnerFac sin AP	3,548,530	3,659,244	3,773,413	3,891,143	4,012,547
Ener Fac AP	66,293	69,997	73,226	75,780	78,811
Energía EDEMET	265,082	236,433	256,768	236,726	236,844

Fuente: Proyección realizada por ENSA según planilla “5.1, 5.2, 5.3 y 6.1, 6.2, 6.3 Energía Facturada, Demanda Máxima y Clientes Desagregados”. La energía facturada del año base se obtuvo de la información disponible (información suministrada por ASEP en planillas Excel: de la evolución de energía facturada real para el periodo jul17-jun18) y el Indicativo de Demanda 2019-2039 del CND.

Para la estimación de la energía ingresada al sistema se consideran las pérdidas eficientes a reconocer. En este caso, de las ecuaciones de eficiencia, resulta un valor de pérdidas eficientes a reconocer de 7.66%. A este valor se le adiciona un 60% de las pérdidas en zonas rojas e invasiones, que se ha estimado en un adicional de 1.77%, por lo que el porcentaje total de pérdidas a reconocer (técnicas mas no técnicas) es de 9.43%. Para el caso de las ventas a EDEMET se consideran pérdidas del 1.5%.

De esta forma la energía eficiente a ingresar al sistema se estima en:

Cuadro N° 2.13
Proyección de la energía ingresada al sistema – ENSA [MWh]

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
4,240,579	4,357,735	4,507,955	4,620,382	4,757,849

IV.2.2.3. Demanda máxima de ENSA

A partir de los resultados anteriores y de la previsión del factor de carga (0.70) se estima la proyección de la demanda máxima para cada año del periodo jul18-jun22.

Debe tenerse en cuenta que el valor de la demanda máxima a utilizar es la propia de la empresa y no la coincidente con la máxima del sistema, a cuyos efectos hay que utilizar la máxima coincidente y los respectivos factores de coincidencia. Esto vale tanto para la demanda propia de la distribuidora como para la de los Grandes Clientes no regulados conectados a sus redes. Asimismo en el cálculo se tiene en cuenta la energía vendida a EDEMET. Dado que la información está dada sobre una base mensual, es necesario integrar primero sobre esa base la demanda de todos los clientes relacionados con las instalaciones de la distribuidora (demanda máxima propia, demanda máxima grandes clientes no regulados) y a partir de tales totales determinar la máxima de ENSA para el periodo tarifario.

La evolución prevista de la demanda máxima de ENSA se sintetiza a continuación

Cuadro N° 2.14
Estimación de la Demanda Máxima – ENSA [MW]

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
692	711	735	753	776

La demanda máxima se obtiene a partir del valor de la energía eficiente ingresada al sistema (Cuadro N° 2.13) y el factor de carga. El factor de carga adoptado para ENSA fue de 0.70.

IV.3. EDECHI

IV.3.1. Análisis sintético del mercado en el periodo Julio 2014 – Junio 2018

En este punto se muestra en forma sintética la evolución histórica de los principales parámetros del mercado de la distribuidora: clientes, energía facturada, ingresada al sistema, demanda y pérdidas. En la información presentada se incluye la incorporación de Changuinola a partir de julio de 2015.

Cuadro N° 3.1
Evolución Usuarios previstos y Usuarios reales facturados - EDECHI

Periodo	Usuarios facturados	Usuarios previstos
Jul13-Jun14	120,506	121,866
Jul14-Jun15	124,662	128,798
Jul15-Jun16	141,843	148,060
Jul16-Jun17	145,782	154,624
Jul17-Jun-18	151,142	161,208

Se observa que el crecimiento de los usuarios reales es menor al previsto en el estudio anterior con una tasa real del 5.8% respecto de una prevista del 7.2%. Es de considerar la incorporación en julio de 2015 del Sector Changuinola lo que introduce una discontinuidad en la serie. Si se analiza el periodo jul15-jun-18 la tasa real es del 3.2% respecto de una prevista del 4.3%.

Cuadro N° 3.2
Evolución de energía consumida prevista y real facturada - EDECHI

Periodo	Energía facturada sin AP [MWh]	Energía prevista sin AP [MWh]	Energía facturada AP [MWh]	Energía prevista AP [MWh]	Energía facturada Total [MWh]	Energía prevista Total [MWh]
Jul13-Jun14	597,832	599,634	28,894	29,615	626,726	629,249
Jul14-Jun15	643,681	622,238	29,895	32,042	673,576	654,280
Jul15-Jun16	774,823	714,448	34,177	33,342	809,001	747,790
Jul16-Jun17	768,742	738,905	36,786	34,642	805,528	773,547
Jul17-Jun-18	796,439	763,577	38,826	36,592	835,266	800,169

Se observa que la energía facturada total para el periodo tarifario es superior a la prevista en un 4.96%. Del análisis por clase de consumo se observa que la energía consumida por los clientes regulados y no regulados (sin AP) es superior a la prevista en un 5.1%.

La tasa de crecimiento real de la energía total facturada en el periodo es del 7.4% respecto de una prevista del 6.2%. Como se mencionó anteriormente la incorporación del Sector Changuinola en julio de 2015 introduce una singularidad en la serie. Si se analiza la tasa de crecimiento en el periodo jul15-jun18 se obtiene una tasa real del 1.6% (presenta una caída del consumo en jul16-jun17 y luego una recuperación del mismo) respecto de una prevista del 3.4%.

Cuadro N° 3.3
Energía consumida por usuario – EDECHI

Periodo	Energía consumida por usuario real [kWh-usu]	Energía consumida por usuario prevista [kWh-usu]
Jul13-Jun14	433.40	430.29
Jul14-Jun15	450.27	423.32
Jul15-Jun16	475.29	420.88
Jul16-Jun17	460.46	416.90
Jul17-Jun-18	460.53	413.63

La energía consumida real por usuario es superior a la prevista, con un leve decrecimiento en los últimos dos años.

En cuadro siguiente se muestra la evolución de la energía prevista inyectada al sistema de EDECHI y la realmente inyectada.

La energía prevista inyectada surge, de acuerdo al informe IMP anterior, de la energía prevista a usuarios más las pérdidas eficientes establecidas a reconocer. Se adiciona una columna con el cálculo de la energía que debiera haberse inyectado a partir de los consumos a usuarios realmente ocurridos con las pérdidas eficientes previstas a reconocer en el estudio anterior.

Cuadro N° 3.4

Evolución de la energía inyectada prevista, real y prevista con consumo real - EDECHI

Periodo	Energía inyectada Total real [MWh]	Energía inyectada Total prevista [MWh](*)	Energía inyectada prevista energía consumida real [MWh](*)
Jul13-Jun14	693,422	688,953	686,191
Jul14-Jun15	751,734	713,841	734,894
Jul15-Jun16	909,882	826,889	894,574
Jul16-Jun17	905,805	853,653	888,946
Jul17-Jun-18	892,127	880,041	918,641
(*) con pérdidas eficientes			

La energía total inyectada al sistema de EDECHI-CHANGUINOLA para los años del periodo se encuentra por encima de la prevista, en concordancia con lo ocurrido con la energía consumida.

En este caso se observa una disminución de la energía inyectada total real en el último año cuando la energía facturada ha crecido en el último año. Si bien llama la atención dicha situación podría explicarse por una disminución de las pérdidas en las redes, pero si se observa el Cuadro No. 3.6 es notable la disminución de dicho valor de pérdidas, lo cual no parece razonable.

De forma similar se presenta la demanda máxima prevista, la real ocurrida y la máxima que debiera haber ocurrido a partir de los consumos reales y las pérdidas eficientes y factores de carga previstos en el estudio del IMP anterior.

Cuadro N° 3.5

Evolución de la demanda máxima real, prevista y prevista con consumo real - EDECHI

Periodo	Demanda Máxima real [MW]	Demanda Máxima prevista [MW](*)	Demanda Máxima prevista energía real [MW](*)
Jul13-Jun14	120.87	116.59	116.12
Jul14-Jun15	133.22	120.87	124.43
Jul15-Jun16	150.81	139.92	151.37
Jul16-Jun17	140.40	144.64	150.62
Jul17-Jun-18	157.11	149.15	155.69
(*) con pérdidas eficientes			

Se observa que la demanda máxima del sistema EDECHI-CHANGUINOLA real fue superior a la prevista en el estudio tarifario anterior. Es de mencionar que los valores de demanda máxima real para el periodo Jul16-Jun17 se aprecia bajo.

En el cuadro siguiente se muestran las pérdidas en distribución previstas en el estudio del IMP anterior y las reales ocurridas, de la empresa EDECHI para el periodo 2014 – 2016. Los datos previstos en el estudio anterior son valores eficientes (de acuerdo a las pérdidas establecidas a reconocer), mientras que los valores reales son los efectivamente ocurridos, incluyendo pérdidas técnicas y no técnicas.

Los porcentajes de pérdidas están calculados respecto de la energía total recibida por la empresa distribuidora.

Cuadro N° 3.6
Pérdidas de energía real y prevista - EDECHI

Periodo	Pérdidas reales ocurridas [MWh]	Pérdidas reales ocurridas [%]	Pérdidas previstas [MWh]	Pérdidas previstas [%]
Jul13-Jun14	66,696	9.62%	59,704	8.67%
Jul14-Jun15	78,158	10.40%	59,561	8.34%
Jul15-Jun16	100,881	11.09%	79,099	9.57%
Jul16-Jun17	100,277	11.07%	80,106	9.38%
Jul17-Jun-18	56,861	6.37%	79,872	9.08%

Se observa que las pérdidas de energía reales en % son, en promedio para el periodo 2014-2017, aproximadamente un 1.8 % superiores a las previstas, salvo en el último año donde son muy inferiores a los dos años anteriores, lo cual no parece razonable.

IV.3.2. Proyecciones del mercado en el periodo Julio 2018 – Junio 2022

IV.3.2.1. Proyección de Clientes de EDECHI

La evolución prevista del número de clientes resulta del análisis de la información histórica y de proyección proporcionada por la distribuidora.

La distribuidora presentó la siguiente información relacionada con el crecimiento de los clientes para el nuevo periodo tarifario:

Cuadro N° 3.7
Proyección de clientes realizada por EDECHI

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
155,003	161,664	168,488	175,474	182,627

A partir del análisis de los clientes existentes en el periodo 2014-2018 resulta la siguiente serie histórica de evolución de los clientes (ver Cuadro N° 3.1):

Cuadro N° 3.8
Serie histórica de clientes - EDECHI

Jul14-Jun15	Jul15-Jun16	Jul16-Jun17	Jul17-Jun18
124,662	141,843	145,782	151,142

Del análisis de la misma y la información procesada de facturación del periodo jul17-jun18 se observa que la información indicada para el año base (jul17-jun18) en sus previsiones de proyección y la de la facturación no es consistente, siendo la cantidad de clientes del año base que la empresa utiliza para la proyección mayor al ocurrido.

A partir de esto se plantean dos alternativas para la proyección de clientes para el periodo 2018-2022, en ambos casos partiendo de la cantidad de usuarios obtenida para el periodo jul17-jun18 de los datos recopilados como históricos, esto es 151,142 clientes (Cuadro N° 3.8):

- Alternativa a) Considerando la tasa de crecimiento propuesta por la distribuidora (4.09%). Esta tasa se observa muy alta considerando los datos reales de crecimiento del periodo 2014-2018 y que la tasa de crecimiento de clientes ha ido disminuyendo (ver Cuadro 3.1)
- Alternativa b). Considerando la tasa de crecimiento histórica del último periodo tarifario (3.4%) para el caso de EDECHI sin Changuinola y del 3.2% promedio en los dos últimos años considerando Changuinola incluido. De este análisis se adopta una tasa de 3.3% para la proyección. Esta alternativa se considera más probable dado que el crecimiento de clientes ha sido más bajo que lo previsto en el periodo anterior, con tendencia decreciente aunque se estima una recuperación del mismo pero más lenta de lo supuesto por la distribuidora.

Los valores resultantes se presentan a continuación, adoptándose para este estudio la Alternativa b).

Cuadro N° 3.9
Proyección de clientes - EDECHI

Alternativa	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
Alternativa a)	151,142	157,324	163,758	170,456	177,428
Alternativa b)	151,142	156,130	161,282	166,604	172,102

Nota: Para el caso de los clientes la empresa envió proyecciones en planilla Excel “Copia de 11 EDECHI Previsión del mercado 2018-2022 (Base)”, punto 11 de nota CM-1320-17 del 15/12/17, donde para el periodo jul18-jun19 la cantidad de clientes sería de 161,664. Esto implicaba un fuerte salto en la cantidad de clientes respecto del año base con la información disponible.

De las planillas de la actualización tarifaria se obtiene una cantidad de clientes promedio para el periodo jul17-jun18 (base del próximo periodo tarifarios) de 151,142 clientes. Esto implicaría un salto del año base al primer año del periodo tarifario de 10,522 clientes, lo cual no es razonable ya que los saltos históricos son del orden de 5,000 clientes/año y los propuestos por la empresa del orden de los 6,500 clientes. Por esto se tomó el año base con la información disponible y se supusieron las dos tasas de crecimiento antes mencionadas.

IV.3.2.2. Proyección de Energía Facturada e Ingresada al Sistema de EDECHI

La evolución prevista del consumo resulta del análisis de la evolución histórica, las proyecciones realizadas por la empresa y la información de proyección obtenida del Informe Indicativo de Demandas 2019-2039 del CND. A partir de la misma y considerando la pérdida eficiente (incluidas no técnicas) a reconocer se obtiene la energía ingresada al sistema.

Para el caso de la proyección de energía facturada, incluyendo los grandes clientes no regulados, la distribuidora presenta los siguientes valores:

Cuadro N° 3.10
Proyección de energía facturada realizada por EDECHI [MWh]

Detalle	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
EnerFac con AP	834,502	845,494	859,637	874,060	888,616

A partir del análisis de la energía facturada real en el periodo 2014-2018 resulta la siguiente serie histórica (ver Cuadro N° 3.2):

Cuadro N° 3.11
Serie histórica de energía facturada - EDECHI [MWh]

Jul14-Jun15	Jul15-Jun16	Jul16-Jun17	Jul17-Jun18
673,576	809,001	805,528	835,266

Se observa que la energía facturada total en el año base (835,266 MWh) es superior a la supuesta por la distribuidora en el cálculo de sus proyecciones (834,502 MWh). A partir de esta información se realizan nuevas proyecciones de la energía a considerar en el periodo tarifario 2018-2022 considerando dos alternativas partiendo de la energía real facturada para el periodo jul17-jun18:

- Alternativa a) Considerando el crecimiento de energía propuesto por la distribuidora (tasa anual media 1.58%). Este se observa bajo respecto a lo ocurrido en el periodo 2014-2018 (ver Cuadro N° 3.2) y lo previsto por el CND (1.93%).
- Alternativa b). En este caso se analizó la tasa de crecimiento prevista en el Indicativo de Demanda 2019-2039 del CND (1.93%) y las tasas de crecimiento histórica del último periodo 2015-2018 para EDECHI que incluye Changuinola (1.6%) y la del último año considerando EDECHI-CHANGUINOLA (3.7%), adoptándose una tasa de crecimiento del 2.4% (promedio de las antes mencionadas). Esta alternativa se considera más probable dado que la supuesta por la empresa se observa muy baja en relación a lo previsto por el CND y lo ocurrido en el periodo anterior.

Los valores resultantes se presentan a continuación, adoptándose para este estudio la Alternativa b).

Cuadro N° 3.12
Proyección de energía facturada Alternativa a) – EDECHI [MWh]

Detalle	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
EnerFac con AP	835,266	848,463	861,869	875,486	889,319

Proyección de energía facturada Alternativa b) – EDECHI [MWh]

Detalle	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
EnerFac con AP	835,266	854,942	875,088	895,714	916,832

La información del año base resulta de la información suministrada para los ajustes tarifarios. Para la proyección se adoptó la información brindada por EDECHI en planilla Excel “Copia de 11 EDECHI Previsión del mercado 2018-2022 (Base)”, punto 11 de nota CM-1320-17 del 15/12/17 y del Informe Indicativo de Demanda 2019-2039 del CND.

Para la estimación de la energía ingresada al sistema se consideran las pérdidas eficientes a reconocer. En este caso, de las ecuaciones de eficiencia, resulta un valor de pérdidas eficientes a reconocer de 7.71%.). A las mismas se reconoce un porcentaje adicional de pérdidas del sector Changuinola, reconocido en el periodo tarifario anterior, con un valor decreciente hasta hacerse 0 en el año 2022. De esta forma resultan los siguientes porcentajes de pérdidas a reconocer en el periodo:

Cuadro N° 3.13
Pérdidas Totales a Reconocer – EDECHI [%]

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
8.17	8.07	7.96	7.82	7.71

De esta forma la energía eficiente a ingresar al sistema, para la alternativa seleccionada, se estima en:

Cuadro N° 3.14
Proyección de la energía ingresada al sistema – EDECHI [MWh]

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
909,577	930,028	950,798	971,723	993,440

IV.3.2.3. Demanda máxima de EDECHI

A partir de los resultados anteriores y de la previsión del factor de carga (0.68) obtenido del Informe Indicativo de Demanda 2018-2038 del CND se estima la proyección de la demanda máxima para cada año del periodo jul18-jun22.

Debe tenerse en cuenta que el valor de la demanda máxima a utilizar es la propia de la empresa y no la coincidente con la máxima del sistema, a cuyos efectos hay que utilizar la máxima coincidente y los respectivos factores de coincidencia. Esto vale tanto para la demanda propia de la distribuidora como para la de los Grandes Clientes no regulados conectados a sus redes. Dado que la información está dada sobre una base mensual, es necesario integrar primero sobre esa base la demanda de todos los clientes relacionados con las instalaciones de la distribuidora (demanda máxima propia, demanda máxima grandes clientes no regulados) y a partir de tales totales determinar la máxima de EDECHI para el periodo tarifario.

La evolución prevista de la demanda máxima de EDECHI se sintetiza en el cuadro siguiente para la alternativa adoptada, de acuerdo a lo indicado en los puntos anteriores.

Cuadro N° 3.15
Estimación de la Demanda Máxima – EDECHI [MW]

Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
153	156	160	163	167

La demanda máxima se obtiene a partir del valor de la energía eficiente ingresada al sistema (Cuadro N° 3.13) y el factor de carga. El factor de carga adoptado para EDECHI fue de 0.68, resultante de información del Indicativo de Demanda 2019-2039 del CND. Para el cálculo del FC se tomó, para

cada año del periodo tarifario, los valores de energía anual y la potencia máxima, calculándose el FC para los distintos años del periodo tarifario, resultando el valor antes indicado.

ANEXO V. ANÁLISIS DE PERDIDAS NO TÉCNICAS, EN PARTICULAR LAS DENOMINADAS ZONAS ROJAS

V.1. Introducción

En este apartado se realiza un análisis de la información presentada por las empresas distribuidoras de Panamá, ENSA, EDEMET y EDECHI en relación a las pérdidas de energía no técnicas, en particular las ocurridas en áreas llamadas “**Zonas Rojas**” y a las que las distribuidoras denominan como “no gestionables”.

Estas zonas, especialmente en los centros urbanos y suburbanos de las Ciudades de Panamá y Colón para la distribuidora ENSA y Panamá Metro y Oeste para la distribuidora EDEMET, están compuesta en una parte de barrios de alta delincuencia, lo cual usualmente va de la mano con zonas de altas pérdidas de energía.

Algunos de los indicadores que utilizan las distribuidoras para identificar estas zonas son:

- Rutas de lectura que se leen con policía
- Áreas donde se han instalado proyectos de bloqueo
- Información pública en general

A continuación se enumeran algunas de las notas enviadas por ASEP solicitando información relacionada a este tema y las respuestas por parte de las distribuidoras.

- ASEP solicita a las empresas distribuidoras EDEMET y EDECHI según consta en nota DSAN No. 3530-2017 del 4 de diciembre del 2017, información relevante relacionada con las pérdidas no técnicas de su área de concesión.
- EDEMET y EDECHI mediante notas CM-18-18 del 5 de enero del 2018 solicita prórroga para la presentación de la información. Dicha petición de prórroga fue aceptada por ASEP según nota DSAM-168-18 del 10 de enero del 2018. En respuesta a lo solicitado por ASEP, EDEMET con nota CM-90-18 de fecha 25 de enero del 2018 entrega la información. No existe información sobre la Distribuidora EDECHI.
- ASEP solicita a la empresa distribuidora ENSA según consta en nota DSAN No. 3529-2017 del 4 de diciembre del 2017, información relevante relacionada con las pérdidas No técnicas de su área de concesión.
- ENSA ha presentado información relevante mediante nota VPPM-010-18 con fecha del 10 de enero del 2018. La misma está concentrada en planillas Excel “Punto 2-Pérdidas No técnica”. Esta información está detallada para las zonas de Panamá, Colon y el resto agrupadas en zona Regionales. También presentó Presentación ADM ASEP - rv3 del 4 de marzo del 2018.
- EDEMET y EDECHI presentan información de Energía, Demanda y Clientes años 2014 al 2016 – Pérdidas, Punto 14, enviada con la Nota: RM-103-2017 del 27 de julio de 2017.
- Comentarios e Información presentada en la Consulta Pública del IMP (No.016-18) y los recursos presentados contra las resoluciones de aprobación del IMP.

Las pérdidas no técnicas son clasificadas por las distribuidoras, en función de su origen, por dos causas principales según la denominación realizada por las empresas:

- Pérdidas no técnicas Gestionables: Fraudes, hurtos, conexiones clandestinas
- Pérdidas no técnicas no gestionables: Imposibilidad de facturar y cobrar en zonas peligrosas (Zonas Rojas)

Cabe aclarar que todas las pérdidas mencionadas se clasifican en forma general como Pérdidas No Técnicas, y como tal deben ser consideradas desde el punto de vista regulatorio, siendo la denominación de “Gestionables” y “No Gestionables” una consideración interna de las distribuidoras.

A continuación se presenta un resumen de la información presentada por las distribuidoras relacionada con las pérdidas no técnicas ocurridas en las denominadas zonas rojas e invasión o asentamientos informales.

V.2. ENSA 2017 - Zonas Rojas e invasión

Según informa la distribuidora, en la zona de concesión de ENSA, la Provincia de Colón, que representa el 15% del mercado, tiene características socioeconómicas muy distintas a las de la provincia de Panamá. La mayor parte de Colón es una zona de alta peligrosidad y los resultados de pérdidas de energía de las áreas donde se mide, son sustancialmente superiores a otras áreas del país.

Así mismo existen áreas similarmente peligrosas a la planteada como son San Miguelito, Mañanitas, San Joaquín, entre otras.

En la Cuadro N° 2.1 se muestran los resultados presentados por la distribuidora para el año 2017. En el mismo se muestran las energías anuales de ingreso declaradas por la distribuidora y la discriminación de pérdidas anuales en valores absolutos y en porcentajes.

Cuadro N° 2.1: Energía Ingresada, Distribuida y pérdidas - ENSA

Items	Energía Anual	Participación	Pérdidas ⁽¹⁾	Pérdidas ⁽²⁾	Pérdidas ⁽³⁾
	[GWh]	[%]	[%]	[%]	[%]
Ingresada ENSA	4,086				
Distribuidas en Zonas Rojas e invasión	380	9.30%			
Distribuida resto	3,706	90.71%			
Pérdidas Zona Roja e invasión	121		2.95%	31.75%	25.88%
Pérdidas Resto	345		8.45%	9.32%	74.12%
Pérdidas Totales ⁽⁴⁾	466		11.41%	11.41%	100.0%

(1) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía ingresada a la distribuidora.

(2) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía distribuida por zonas rojas e invasión.

(3) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía total de pérdidas.

(4) Las Pérdidas Totales incluyen Pérdidas técnicas, No-Técnicas y Zonas Rojas e invasiones.

Fuente: ENSA. Información presentada en Recurso de Reconsideración a la Resolución AN No.12958-Elec

Adicionalmente a las zonas rojas que son ya servidas se encuentran las áreas de “invasión” o de ocupación ilegal, en las cuales se tienen censados más de 6,275 usuarios que según la distribuidora manifiesta representan al menos 11.3 GWh–Año de pérdidas.

Fueron descartadas todas aquellas zonas que tienen menos del 17% de pérdidas entre la energía ingresada y la energía de pérdidas extrapolada por área y no se ha incluido el área “Los Libertadores” que si bien tiene una pérdida del 22%, la misma no es considerada zona roja.

En resumen, la distribuidora indica que *dentro de las zonas rojas hay casi 117,000 usuarios de los cuales el 55 % de ellos ya se encuentran bajo la supervisión de medidores totalizadores (Medidores instalados en el transformador que alimentas estas zonas rojas a los efectos de hacer un balance entre la energía de entrada a la zona y la facturada para evaluar las pérdidas). El grupo de áreas con totalizadores representa una pérdida total de 5.897 GWh-mes que representa un 18.8% de la energía distribuida en este grupo. Con esta información y mediante una extrapolación conservadora en la que se asume que el comportamiento del resto de los transformadores sin este tipo de medidores se comportaría igual que el presentado, la energía total de pérdidas sería de 12.833 GWh-mes. Conservadora porque la experiencia demuestra que el comportamiento de los usuarios alimentados por transformadores sin totalizador es mucho peor que el supuesto.*

Considerando las zonas rojas y las invasiones ilegales la pérdida conjunta es estimada por la distribuidora en 10 GWh-mes o 121 GWh-año como se indica en el Cuadro N° 2.1, representando alrededor del 2.95% de la energía total ingresada a la red. Este porcentaje de pérdidas se reparte en un 2.676% correspondiente a Zonas Rojas y un 0.275% en asentamientos ilegales (invasiones). De acuerdo a lo informado por la distribuidora las pérdidas en zonas Rojas e invasión representan el 25.0 % de la energía total de pérdidas de la distribuidora.

V.3. EDEMET - Zonas Rojas e Invasión o Asentamientos informales

La distribuidora manifiesta que en el área de la Ciudad de Panamá existen zonas en las cuales las pérdidas por el hurto o defraudación de la energía siempre han sido muy altas (superiores al 30%), conviviendo además con altas tasas de impago y morosidad de la energía que se logra facturar. El análisis de las pérdidas no técnicas se realiza fundamentalmente en dos áreas que son Panamá Metro y Panamá Oeste del área de concesión de EDEMET.

Por otro lado, se menciona que la proliferación de asentamientos informales en la provincia de Panamá Oeste, donde los pobladores a través de conexiones clandestinas a las redes consumen energía ilegalmente, ocasionan pérdidas del 100%, poniendo en riesgo la seguridad de las personas y la calidad del servicio de los clientes adyacentes a los mismos.

V.3.1. EDEMET- Zona Panamá Metro- áreas Rojas

La distribuidora informa que las áreas rojas de la Ciudad de Panamá están concentradas en los siguientes barrios: El Chorrillo, Santa Ana, Curundú y Barraza en los cuales se han colocado puntos de control que definen bolsas de energía que permiten realizar balances de energía (energía de entrada vs energía facturada de clientes).

En el Cuadro N° 3.1 se muestra el balance de energía anual para el año 2017 presentado por la distribuidora de las principales localidades del área de Panamá Metro identificadas como zonas rojas. En el mismo se indican la energía anual ingresada, la participación de cada barrio en la energía total ingresada, la energía facturada y las pérdidas en valores globales y en porcentaje.

Las pérdidas anuales de energía han alcanzado los 37.72 GWh al cierre de 2017, representando un elevado porcentaje de pérdidas del orden del 39.16 % respecto a la energía total ingresada a estos barrios.

Cuadro N° 3.1: Energía Ingresada y Distribuida más pérdidas en barrios de Panamá Metro

Zonas Rojas	Energía Anual Ingresada	Participación respecto total	Energía Anual Facturada	Pérdidas Anuales	Pérdidas Anuales
	[GWh]	[%]	[GWh]	[GWh]	[%]
Curundú	31.12	32.31%	14.12	17.00	54.63%
Santa Ana y Barraza	34.45	35.77%	21.85	12.60	40.49%
Calle17 y Chorrillo	30.75	31.92%	22.63	8.12	26.09%
Total año 2017	96.32	100.00%	58.60	37.72	39.16%

Fuente: Informe Zonas Roja presentado por EDEMET - Nota: CM-90-18 del 15/02/2018

V.3.2. EDEMET- Zona Panamá Oeste Asentamientos Informales

Al igual que en la Capital, en el sector de Panamá Oeste informan que se han detectado muchos sectores en los cuales está proliferando el consumo de energía de forma ilegal por parte de los usuarios que invaden terrenos y se conectan directamente a las redes de baja tensión de la empresa. Con el fin de reducir las pérdidas ocasionadas por estas conexiones ilegales (telarañas), la empresa manifiesta haber realizado distintas acciones desde hace 19 años, entre ellas:

- Instalación de redes especiales de Baja Tensión, con el propósito de contratar y normalizar a los usuarios.
- Instalación de medidas especiales para la gestión remota de corte y reconexión.
- Inspecciones dirigidas anuales, con el fin de verificar y cortar los usuarios ilegales.
- Operativos semanales, con el apoyo de policías, para detectar y retirar las telarañas.

Según indica la distribuidora para esta zona, al igual que ocurre en las áreas rojas de Panamá, los pobladores también responden agresivamente ante las distintas acciones que realiza con la finalidad de normalizar la situación, generando un alto riesgo de seguridad para los operarios al intentar eliminar las conexiones ilegales de la red eléctrica.

En el Cuadro N° 3.2 se muestra el balance de energía anual para el año 2017, presentado por la distribuidora, de las principales localidades del área de Panamá Oeste identificadas como zonas rojas. En el mismo se indican la energía anual ingresada, la participación de cada barrio en la energía total ingresada, la energía facturada y las pérdidas en valores globales y en porcentaje.

Las pérdidas anuales de energía alcanzaron los 18.79 GWh en 2017, representando un elevado porcentaje de pérdidas del orden del 31.29 % respecto a la energía total ingresada a estos barrios.

Cuadro N° 3.2: Energía Ingresada y Distribuida más pérdidas en barrios de Panamá Oeste

Zonas Rojas	Energía Anual Ingresada	Participación respecto total	Energía Anual Facturada	Pérdidas Anuales	Pérdidas Anuales
	[GWh]	[%]	[GWh]	[GWh]	[%]
Bique 19-2_Chumical	12.27	20.43%	7.11	5.16	42.05%
Veracruz-1y2	12.71	21.17%	7.94	4.77	37.53%
Loma Cova 2996	8.32	13.86%	5.32	3.00	36.06%
Loma Cova 2976	10.91	18.17%	8.16	2.75	25.21%
Nuevo Chorrillo	6.78	11.29%	5.65	1.12	16.52%
San Bernandino	9.06	15.09%	7.08	1.98	21.85%
Total Año 2017	60.05	100.00%	41.26	18.78	31.27%

Fuente: Informe Zonas Roja presentado por EDEMET – Nota: CM-90-18 del 15/02/2018

Reconocimiento de nuevas Zonas de pérdidas NO técnicas (información en consulta pública octubre 2018).

A las Zonas Rojas informadas mediante nota CM-90-18, deben sumarse las de la zona Oeste, obtenidas a partir del nuevo listado de asentamientos enviado por el MIVIOT (Ver Listado Adjunto) mediante correo electrónico del 26 de septiembre, enviado por la Licenciada Natalia Díaz, Asistente de Arquitectura, Dirección de Asentamientos Informales donde se agregan una cantidad importante de asentamientos no incluidos inicialmente.

Existen más de 400 edificios multifamiliares principalmente en la capital en los sectores de Curundú, Chorrillo, Bella Vista, Santa Ana, Barraza entre otros.

También se agregan otras Zonas Rojas no incluidas en Oeste que no son Asentamientos, pero que son zonas similares a las de Capital, que representan más de 10 GWH/Año adicionales.

Con este nuevo listado, se ha estimado la cantidad promedio de “usuarios” por asentamientos y se realiza el cálculo de la energía producto de los nuevos asentamientos informados.

El listado de asentamientos y zonas rojas adicionales se muestra en los cuadros siguientes:

Asentamientos No Incluidos en la Nota CM-90-18				
No	Comunidad / Sector	Provincia-Distrito-Corregimiento	Usuarios	Energía kWh
1	El Progreso	PANAMA-LA CHORRERA-PUERTO CAIMITO.	700	2.323.440
2	Barriada 13 de Febrero 1ra etapa.	PANAMA-ARRAJUAN-ARRAJUAN (CABEC.).	280	929.376
3	Sol Naciente.	PANAMA-ARRAJUAN-VISTA ALEGRE.	220	730.224
4	Brisas de Arraján/ El Valle de Arraján.	PANAMA-ARRAJUAN-VISTA ALEGRE.	250	829.800
5	Barriada El Toro.	PANAMA-ARRAJUAN-ARRAJUAN (CABEC.).	170	564.264
6	La Milagrosa, final.	PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA.	160	531.072
7	Altos de San Francisco, Rincón Solano.	PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA.	150	497.880
8	Palo Bobo, (por la San Antonio después del túnel de la autopista).	PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA.	120	398.304
9	La Pesa, final.	PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE.	150	497.880
10	La Doradilla, final.	PANAMA-LA CHORRERA-GUADALUPE.	130	431.496
11	Marañonal de la Chorrera (al lado del autopista).	PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA.	160	531.072
12	Playa Leona, Calle principal.	PANAMA-LA CHORRERA-PLAYA LEONA.	149	494.561
13	Nuevo Arraján, Chapala antes de gallera La Caponera.	PANAMA-ARRAJUAN-JUAN D. AROSEMENA.	140	464.688
14	La Fabela, al Lado de Rogelio Paredes	PANAMA-ARRAJUAN-ARRAJUAN	150	497.880
15	Alto Bonito	PANAMA-ARRAJUAN-ARRAJUAN	120	398.304
16	Cerro Castillo	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	140	464.688
17	El Harino, Calle 39	PANAMA-CHORRERA	120	398.304
18	C. Victoriano Lorenzo	PANAMA-CAPIRA-VILLA ROSARIO	130	431.496
19	Casilla de oro	PANAMA-ARRAJUAN-ARRAJUAN (CABEC.).	170	564.264
20	San Nicolás, final.	PANAMA-LA CHORRERA-BARRIO BALBOA.	180	597.456
21	El Espino	PANAMA-LA CHORRERA	230	763.416
22	Mastranto Final	PANAMA-LA CHORRERA- MASTRANTO	350	1.161.720
23	La Bendición	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	270	896.184
24	La Alameda	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	200	663.840
25	Generación 2000	PANAMA-ARRAJUAN-ARRAJUAN (CABEC.).	220	730.224
26	EL CRISTAL	PANAMA-ARRAJUAN	80	265.536
27	LA LIBERTAD	PANAMA-ARRAJUAN	30	99.576
28	VALLE DE LA ROSA	PANAMA-ARRAJUAN	60	199.152
29	PENAS BLANCAS	PANAMA-ARRAJUAN	50	165.960
30	LOS MARTÍNEZ	PANAMA-ARRAJUAN	15	49.788
31	ALTOS DEL VALLE DEL SOL	PANAMA-ARRAJUAN	60	199.152
32	VALLE DEL SOL	PANAMA-ARRAJUAN	80	265.536
33	ROGELIO PAREDES SECTOR C	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	80	265.536
34	NUEVA JERUSALEN	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	60	199.152
35	11 DE OCTUBRE	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	50	165.960
36	BDA. 2000 SECTOR 4 III ETAPA	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	30	99.576
37	EL PANTANAL	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	40	132.768
38	LA FABELA	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	60	199.152
39	ROGELIO PAREDES SECTORES A Y B	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	100	331.920
40	ROGELIO PAREDES SECTOR A1	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	60	199.152
41	LOS CAMPESINOS 1, 2 y 3	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	40	132.768
42	LOS ANGELES	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	40	132.768
43	OMAR TORRIJOS	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	150	497.880
44	BARRIADA 2,000	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	150	497.880
45	NUEVA LUZ	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	60	199.152
46	AMOR Y PAZ	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	50	165.960
47	FÉ Y ALEGRÍA	PANAMA-ARRAJUAN-BURUNGA.	50	165.960
48	VILLA MIREYA	PANAMA-CAPIRA	60	199.152
49	ALTOS DE COSTA DEL SOL	PANAMA	60	199.152
50	KOSKUNA	PANAMA-ARRAJUAN- VERACRUZ	50	165.960
51	BARRIADA PANAMÁ	PANAMA-ARRAJUAN- VERACRUZ.	60	199.152
52	BELLO HORIZONTE	PANAMA-ARRAJUAN- VERACRUZ	50	165.960
53	LA REPRESA	PANAMA-ARRAJUAN- VERACRUZ	50	165.960
54	LA PROMESA	PANAMA-ARRAJUAN- VERACRUZ	60	199.152
55	CANCÚN	PANAMA-ARRAJUAN- VERACRUZ	50	165.960
56	BRISA MAR	PANAMA-ARRAJUAN- VERACRUZ	50	165.960
57	BRISAS DEL CHUMICAL	PANAMA-ARRAJUAN- VERACRUZ	60	199.152
58	CHUMICAL	PANAMA-ARRAJUAN- VERACRUZ.	60	199.152
59	LA MILAGROSA PLAYA LEONA	PANAMA-LA CHORRERA	60	199.152
Total			7124	23.645.981

Nombre de Zona Roja Oeste	Dirección	Itinerario de Lectura	Cantidad de Clientes	Energía Mensual Perdida kWh	Energía Anual Perdida kWh
Loma Mastranto Final	La Chorrera, Barrio Colon, Loma Mastranto Final	10	586	41.470	497.840
La Doradilla	La Chorrera, La Pesa, La Doradilla Final Cerro Negro	595	360	19.500	234.000
El Marañonal	La Chorrera, Barrio Colon, El Marañonal	620	694	48.130	577.560
La Milagrosa	La Chorrera, La Mitra, La Milagrosa	650	697	45.365	544.380
Playa Chiquita el Vertedero	La Chorrera, Hacia el vertedero, Playa Chiquita	694	784	43.580	522.960
El Progreso 1,2,3 y 4	La Chorrera, Puerto Caimito, El Progreso	710	480	35.200	422.400
	La Chorrera, Puerto Caimito, El Progreso	715	555	38.175	458.100
Punta Salazar	La Chorrera, Puerto Caimito, El Progreso	717	378	23.610	283.320
	La Chorrera, Puerto Caimito, Punta Salazar	720	617	41.865	502.380
Puerto Caimito, El Cementerio	La Chorrera, Puerto Caimito, Astillero	721	385	27.025	324.300
Barrio La Industrial	La Chorrera, Barrio Colon, Barrio La Industrial	790	612	41.140	493.680
Barrio San Antonio	La Chorrera, Barrio Balboa, San Antonio 1y2	830	411	37.795	453.540
	La Chorrera, Barrio Balboa, San Antonio 1y2	850	647	55.615	667.380
San Pancho	La Chorrera, Barrio Balboa, San Pancho	860	326	20.070	240.840
Calle 12 y los Sauces	Arrajuan, Nvo Arrajuan, Calle de los sauces y calle 12	410	451	33.295	399.540
Rialengo, El Encanto	Arrajuan, Nvo Arrajuan, Rialengo, frente al 99	420	460	32.800	393.600
San José	Arrajuan, Nvo Arrajuan, San José	450	548	41.860	502.320
Ciudad Vacamonte y Chorrillito	Arrajuan, Ciudad Vacamonte y Chorrillito	870	68	6.560	78.720
Sol Naciente y El Valle	Arrajuan, Sol Naciente y El Valle	875	25	3.225	38.700
Rogelio Paredes	Arrajuan, Bda. Rogelio Paredes	1040	424	36.180	434.160
Generación 2000.	Arrajuan, Generación 2000	1045	383	24.635	295.620
Bda. 13 de Febrero	Arrajuan, Bda. 13 de Febrero	1050	360	27.700	332.400
El Tecal	Arrajuan, El Tecal Sector A	810	692	39.540	474.480
	El Tecal Sector J	840	640	34.400	412.800
	El Tecal Sector G,H,I,K,L	850	798	45.910	550.920
Total			12.281	844.645	10.135.740

Con la información presentada por EDEMET y de acuerdo a su evaluación, se estiman las pérdidas no técnicas relacionadas con las pérdidas en las Zonas Rojas e invasiones o Asentamientos Informales.

La energía total de Pérdidas No Técnicas para Panamá Oeste, pasa de 18.79 GWh/año a un valor de 52.43 GWh/año. Este valor actualizado de energía No Gestionable para Panamá Oeste, se agrega al ya reconocido para la Zona Metro cuyo valor es de 37.72 GWh, lo que da un total de Energía No Gestionable para EDEMET de 90.31 GWh/año, lo que da como resultado un porcentaje de pérdidas No Técnicas de 1.89% (Ver Cuadro 3.4 del punto V.3.4).

V.3.3. EDEMET- Histórico de Pérdidas Totales 2014-2017

A los efectos de presentar para EDEMET resultados con las pérdidas totales anuales discriminadas como el Cuadro N° 2.1 “Energía Ingresada, Distribuida y pérdidas distribuidora ENSA 2017”, es necesario contar con la energía ingresada a la distribuidora y las pérdidas totales para el año 2017.

Para tal fin en el Cuadro N° 3.3 se muestran el balance de energía y pérdidas histórico presentado por la distribuidora EDEMET para los años 2014 al 2017.

Cuadro N° 3.3: Balance energético y Pérdidas totales anuales - EDEMET

Energía/Años	2014	2015	2016	2017	Crecimiento
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	2016/2017
Ventas de Energía	3,790	4,077	4,180	4,177	-0.09%
Pérdidas de Energía	427	490	522	587	11.19%
Energía Ingresada	4,218	4,567	4,702	4,764	1.30%
Porcentaje de Pérdidas ⁽¹⁾	10.1%	10.7%	11.1%	12.3%	

(1) Porcentaje de pérdidas: (Ingresada-Ventas) / Ingresada.

Fuente: Información entregada por distribuidoras. Punto 14. De la información enviada “Energía, Demanda y clientes años 2014 al 2016. Nota RM-103-2017 sobre perdidas”. Año 2017

V.3.4. EDEMET 2017

En el Cuadro N° 3.4 se muestran los resultados presentados por la distribuidora y los elaborados para el año 2017. En el mismo se muestran las energías anuales de ingreso de la distribuidora y la discriminación de pérdidas anuales en valores absolutos y en porcentajes. El resto de la información mostrada de las zonas rojas es la informada por la empresa para el año 2017 y que se han mencionado en los cuadros N° 3.2 y 3.3 anteriores.

Cuadro N° 3.4: Energía Ingresada, Distribuida y pérdidas anuales EDEMET – 2017

Items	Energía Anual	Participación	Pérdidas ⁽¹⁾	Pérdidas ⁽²⁾	Pérdidas ⁽³⁾
	[GWh]	[%]	[%]	[%]	[%]
Ingresada EDEMET	4,764				
Distribuidas en Zonas Rojas e Invasión	156.37	3.28%			
Distribuida resto	4,608	96.72%			
Pérdidas Zonas Rojas e Invasión	90.31		1.89%	57.75%	15.38%
Pérdidas Resto	497		10.43%	11.00%	84.61%

Pérdidas Totales ⁽⁴⁾	587.20		12.32%	12.32%	100.00%
---------------------------------	--------	--	--------	--------	---------

- (1) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía ingresada a la distribuidora.
- (2) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía distribuida por zonas rojas e invasión.
- (3) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía total de pérdidas.
- (4) Las Pérdidas Totales incluyen Pérdidas técnicas y No-Técnicas (incluidas Zonas Rojas e invasiones).

Fuente: Información presentada por Distribuidora “Informe Zonas Roja” - Nota: CM-90-18 del 15/02/2018 e información presentada en la Consulta Pública del IMP.

Considerando las zonas rojas y las invasiones ilegales, la pérdida conjunta se estima en 90.31 GWh-anales como se indica en el Cuadro N° 3.4, representando alrededor del 1.89% de la energía total ingresada a la red. Estas pérdidas, según informa la distribuidora tiene dos componentes uno para la Zona de Panamá Metro que lo presenta como “Zonas Rojas” y representa el 0.79% de la energía ingresada a la red, y la otra, “Asentamientos Informales (Invasiones)” en la zona de Panamá Oeste, representando el 1.10% de la energía ingresada a la red. Las pérdidas en zonas Rojas e invasión o Asentamientos informales representan el 15.38 % de la energía total de pérdidas anuales de la distribuidora.

V.4. EDECHI – Zonas Rojas

V.4.1. EDECHI - Histórico de Pérdidas Totales 2014-2017

A los efectos de analizar para EDECHI los resultados con las pérdidas totales anuales discriminadas como en el Cuadro N° 2.1 “Energía Ingresada, Distribuida y pérdidas distribuidora ENSA 2017”, es necesario contar con la energía ingresada a la distribuidora y las pérdidas totales para el año 2017.

Para tal fin en el Cuadro N° 4.1 se muestran el balance de energía y pérdidas histórico presentado por EDECHI y elaboración propia para los años 2014 al 2017.

Suponiendo que el nivel de pérdidas del año 2016 se mantiene para el año 2017, se obtienen los resultados mostrados en el Cuadro N° 4.1 para el año 2017.

Cuadro N° 4.1: Balance energético y Pérdidas totales - EDECHI

Energía/Años	2014	2015	2016	2017	Crecimiento
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	2016/2017
Ventas de Energía	638	754	799	832	3.93%
Pérdidas de Energía	73	88	103	108	3.98%
Energía Ingresada	711	842	902	939	3.93%
Porcentaje de Perdidas	10.3%	10.5%	11.5%	11.5%	

Fuente: Información entregada por distribuidoras. Punto 14. De la información enviada “Energía, Demanda y clientes años 2014 al 2016. Nota RM-103-2017 sobre perdidas”. Nota: CM-364-2018 “Informe pérdidas técnicas año 2016”

V.4.2. EDECHI 2017

En el Cuadro N° 4.2 se muestran los resultados presentados por la distribuidora y los elaborados para el año 2017. En el mismo se muestran las energías anuales de ingreso de la distribuidora y las pérdidas en valores absolutos y en porcentajes. No se dispone de información relacionada con zonas Rojas.

Cuadro N° 4.2: Energía Ingresada, Distribuida y pérdidas - EDECHI

Items	Energía Anual	Participación	Pérdidas (1)	Pérdidas (2)	Pérdidas (3)
	[GWh]	[%]	[%]	[%]	[%]
Ingresada EDECHI	939				
Distribuidas en Zonas Rojas e invasión	39.45	4.20%			
Distribuida resto	900	96%			
Pérdidas Zona Roja e invasión	3.42		0.36%	8.66%	3.17%
Pérdidas Resto	104		11.1%	11.6%	96.8%
Pérdidas Totales	108		11.5%	11.5%	100.0%

(1) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía ingresada a la distribuidora.

(2) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía distribuida por zonas rojas e invasión.

(3) Pérdidas en porcentaje respecto a la energía total de pérdidas.

En el año 2015, a partir de julio, se incorpora al área servida de EDECHI el sector Changuinola. Para el mismo se reconoció una senda de reducción de pérdidas del 21% al 8.66% con dos años de gracia y en un periodo de 5 años (Resolución AN N° 8745-Elec, de junio de 2015).

Ponderando de acuerdo a la energía del Sector Changuinola en el total de EDECHI, se obtiene el valor adicional de pérdidas no técnicas a reconocer en el periodo 2018-2022, el cual resulta:

Cuadro N° 5.1: Pérdidas a Reconocer - Changuinola

	JUL18/JUN19	JUL19/JUN20	JUL20/JUN21	JUL21/JUN22
Porcentaje De pérdidas adicional a reconocer [%]	0.36	0.25	0.11	0.00

V.5. Comparación de Pérdidas año 2016-2017. Discriminación de Pérdidas Zonas Rojas e Invasiones o Asentamientos Informales

En el Cuadro N° 5.1 se indican para el año 2016 la discriminación de pérdidas Técnicas y No-Técnicas para las tres distribuidoras.

Cuadro N° 5.2: Resumen de pérdidas año 2016

Distribuidora	Pérdidas Año 2016		
	No-Técnicas	Técnicas	Total
EDEMET	3.21%	8.12%	11.3%
ENSA	5.89%	6.02%	11.9%
EDECHI	1.71%	9.79%	11.5%

(¹): Energía ingresada a la distribuidora menos energía facturada respecto de la energía ingresada.

Fuente: Información enviada por las distribuidoras. EDEMET y EDECHI en nota: RM-103-2017 del 27 de julio de 2017 corregida por informe Nota: CM-364-2018 “informes de pérdidas técnicas EDEMET-EDECHI – 2016 de marzo del 2018. ENSA planilla Excel “5.4 y 6.4- Proyección de las Pérdidas 2017 al 2022”.

En el Cuadro N° 5.2 se muestra para el año 2017 un resumen para cada distribuidora de las pérdidas No-Técnicas y Técnicas, según información de las propias distribuidoras y elaboración propia. Además, se muestra la discriminación estimada de las pérdidas ocurridas en las Zonas Rojas e invasiones o Asentamiento Informales.

Es necesario aclarar que para el año 2017 se ha asumido que las pérdidas técnicas conservan el valor del informado para el año 2016, ya que normalmente de un año a otro no se presentan variaciones importantes en la red de distribución para que las pérdidas técnicas cambien. Se ha calculado el valor de las pérdidas No Técnicas para cerrar el balance con las pérdidas totales.

Cuadro N° 5.3: Resumen de pérdidas año 2017

Distribuidora	Pérdidas Año 2017			Discriminación Pérdidas Zonas Roja e invasiones ⁽²⁾		
	No-Técnicas	Técnicas	Total ⁽¹⁾	Zona Roja	Invasiones	Total
EDEMET	4.2%	8.1%	12.3%	0.79%	1.10%	1.89%
ENSA	5.4%	6.0%	11.4%	2.68%	0.27%	2.95%
EDECHI	1.8%	10.6%	12.4%	0.36%	0.0%	0.36%

⁽¹⁾: Energía ingresada a la distribuidora menos energía facturada obtenida de información presentada por las distribuidoras.

Fuente: Para ⁽²⁾; ENSA informa en planilla Excel “5.4 y 6.4- Proyección de las Pérdidas 2017 al 2022”. Energía. Demanda y Pérdidas y Presentación ADM ASEP - rv3 del 4 de marzo del 2018. Para EDEMET la información se recopiló del documento “Informes Áreas Rojas” Nota: CM-90-18 del 25 de enero del 2018. De EDECHI no se tiene información para el año 2017. Consulta Pública IMP N° 016-18 ordenada a través de la Resolución AN No.12760-Elec de 1 de octubre de 2018.

Observando los Cuadros N° 5.1 y 5.2 se advierte para las distribuidoras EDEMET y EDECHI un incremento del orden del 1% en las pérdidas totales no así para la distribuidora ENSA que se produce una leve disminución de la misma del 0.5%.

ANEXO VI. COMPARACIÓN DE COSTOS CON ACTIVOS INTERNACIONALES

Para la presente revisión tarifaria se realizó una extensa recopilación de costos de los activos de igual característica en los países de Perú, México y Argentina, cuyos diseños típicos de construcción de sus instalaciones de distribución eléctrica poseen características similares a los que se encuentran en Panamá. Para los países enunciados se dispuso de información base, esto es, costos de materiales asociados a la instalación, costo de mano de obra y costo de equipamiento utilizado para instalaciones representativas de distribución para la red de media tensión (115kV o similar, 34.5kV o similar, 13.8kV o similar), centros de transformación MT/BT, instalaciones de distribución en baja tensión, acometidas y alumbrado público.

Para realizar las comparaciones de costos internacionales de activos se propone la metodología de la Paridad del Poder Adquisitivo, la cual es reconocida internacionalmente para realizar este tipo de comparaciones.

Sobre la base de la información unitaria disponible de las instalaciones (costos de materiales y mano de obra), se realizó un cálculo preliminar y se comparó con los costos de instalaciones representativas tanto en media tensión, subestaciones de distribución MT/BT y baja tensión de cada uno de los países mencionados a los efectos de analizar la confiabilidad de los costos medios de instalaciones disponibles para el mismo país.

Los costos internacionales de las instalaciones típicas, están calculados en la moneda local del país de origen. Dado que, a los efectos de la comparación, son requeridos en Balboas, en primera instancia son referidos a dólares de EEUU y finalmente convertidos a Balboas. Para ello se tiene en cuenta su discriminación en Mano de Obra, Materiales y el porcentaje de materiales nacionales tanto del país de origen como en Panamá.

Para la comparación de costos de materiales de los países elegidos con Panamá, se utilizó como primera etapa valorizar los mismos a precios de EEUU (país base) y en una segunda etapa, valorizarlos a los precios de Panamá. Para la primera etapa, se realizó el siguiente cálculo:

$$Cmat_{A(EEUU)} = \frac{Cmat_A \cdot \%MatNac}{PPA^{A(EEUU)}} + \frac{Cmat_A \cdot (100\% - \%MatNac)}{TC^{A(EEUU)}} \quad (1)$$

Donde:

$Cmat_{A(EEUU)}$: Costo de materiales del país A referido a EEUU.

$Cmat_A$: Costo de materiales del país A.

$\%MatNac$: Porcentaje de materiales de origen nacional.

$PPA^{A(EEUU)}$: Paridad de poder adquisitivo del país A referido a EEUU.

$TC^{A(EEUU)}$: Tasa de cambio del país A referido a EEUU.

En el primer término de la ecuación (1), la proporción del costo de los materiales nacionales son referidos a costos de EEUU por medio de la paridad de poder adquisitivo y la proporción del costo de los materiales importados son referidos a costos de EEUU por la tasa de cambio.

Para la segunda etapa, se realizó el siguiente cálculo:

$$Cmat_{A(Panamá)} = Cmat_{A(EEUU)} \cdot \%MatNac \cdot PPA^{Panamá(EEUU)} + Cmat_{A(EEUU)} \cdot (100\% - \%MatNac) \cdot TC^{Panamá(EEUU)} \quad (2)$$

Donde:

$Cmat_{A(Panamá)}$: Costo de materiales del país A referido a Panamá.

$PPA^{Panamá(EEUU)}$: Paridad de poder adquisitivo de Panamá referido a EEUU.

$TCPanamá(EUU)$: Tasa de cambio de Panamá referido a EEUU.

En el primer término de la ecuación (2), la proporción del costo de los materiales nacionales son referidos a costos de Panamá por medio de la paridad de poder adquisitivo y la proporción del costo de los materiales importados son referidos a costos de Panamá por la tasa de cambio.

De la misma manera, para la comparación del costo de mano de obra de los países elegidos con Panamá, se utilizó como primera etapa valorizar los mismos a precios de EEUU y en una segunda etapa, valorizarlos a los precios de Panamá. Para la primera etapa, se utilizó el parámetro Costo Laboral Relativo (CLR), metodología comúnmente utilizada para comparar costos laborales entre los países. De nuevo se toma como país base los EEUU. El CLR se calcula como:

$$CLR_{A(EUU)} = \frac{REM^A / PBI^A}{REM^{EEUU} / PBI^{EEUU}} \cdot PPA^{A(EUU)} \quad (3)$$

Dónde:

$CLR_{A(EUU)}$: Costo laboral relativo del país A referido a EEUU.

REM^A : Remuneración asalariados del país A, a valores del país A.

PBI^A : Producto bruto interno del país A, a valores del país A.

REM^{EEUU} : Remuneración asalariados de EEUU a valores de EEUU.

PBI^{EEUU} : Producto bruto interno de EEUU a valores de EEUU.

El costo de mano de obra del país A referidos a EEUU se calcula como:

$$Cmdo_{A(EUU)} = Cmdo_A / CLR_{A(EUU)} \quad (4)$$

Donde:

$Cmdo_{A(EUU)}$: Costo de mano de obra del país A referido a EEUU.

$Cmdo_A$: Costo de mano de obra del país A, a valores del país A.

El costo de mano de obra del país A referidos a Panamá se calcula como:

$$Cmdo_{A(Panamá)} = Cmdo_{A(EUU)} \cdot CLR_{Panamá(EUU)} \quad (5)$$

Donde:

$Cmdo_{A(Panamá)}$: Costo de mano de obra del país A referido a Panamá.

$CLR_{Panamá(EUU)}$: Costo laboral relativo de Panamá referido a EEUU.

La información disponible de Perú y México es para el año 2013, mientras que para Argentina es para el año 2016. Dado que el estudio requiere realizar las comparaciones con las inversiones realizadas por las distintas empresas distribuidora de Panamá, para los años 2013, 2014, 2015 y 2016, costos internacionales ya expresados en Balboas se refieren a partir de los años bases mencionados a los años establecidos por las inversiones en base a los Índices de precios al Consumidor (IPC) e Índice de precios mayoristas (IPM). La mano de obra es referida en base al índice IPC, mientras que los materiales son referidos a un promedio de ambos índices.

Con esta metodología se obtienen los costos de instalaciones típicas de la red de distribución en media tensión, subestaciones MT/BT y red de baja tensión de acuerdo a los costos internacionales de Perú, México y Argentina referidos a Balboas, para los años 2014, 2015 y 2016.

El resultado de esta comparación y la confiabilidad de la información existente determinó la utilización de los costos disponibles de Perú y México para el conjunto de instalaciones características. Respecto de los resultados de costos obtenidos para la Argentina, debido a la distorsión observada en los índices estadísticos para el periodo evaluado, los mismos generan grandes desviaciones en los resultados para los años evaluados. Por ello, a pesar que los resultados se seguirán analizando, no son presentados en esta etapa.

VI.1. Fuentes Estadísticas

Debido a las diferencias existentes en las fuentes de información, se utilizó la mayoría de la información extraída de la base de datos del Banco Mundial (<https://data.worldbank.org/>) (Tabla 1). Además, se analizaron las siguientes fuentes estadísticas:

EEUU: Bureau of Labour Statistics - <http://www.bls.gov/>

Latinoamérica: CEPAL - <http://www.cepal.org/publicaciones/>

Perú: Instituto Nacional de Estadística e Informática - <https://www.inei.gob.pe/>

México: Instituto Nacional de Estadística y Geografía - <http://www.inegi.org.mx/>

Argentina: Ministerio de Modernización - <http://datos.gob.ar/>

Tabla 1.a. Datos de base para el cálculo de CLR

País	Indicador	AÑO 2013
Panamá	PBIcf (MM Balboas)	31.852
	PPA (Unidad local por USD)	0.5925
	Remuneración Asalariados (Balboas)	10.744
	Tasa de cambio a mitad de año (Balboa por USD)	1
EEUU	PBIcf (MM USD)	15.802.855
	PPA (USD por USD)	1
	Remuneración Asalariados (USD)	9.420.848
Perú	PBIcf (MM NSoles)	456.435
	PPA (NSoles por USD)	1.6142
	Remuneración Asalariados (NSoles)	106.941
	Tasa de cambio a mitad de año (NSoles por USD)	2.7019
México	PBIcf (MM \$Mex)	16.118
	PPA (\$Mex por USD)	7.8844
	Remuneración Asalariados (\$Mex)	5.014
	Tasa de cambio a mitad de año (\$Mex por USD)	12.7720

Tabla 1.b. Índice de precio al consumidor (IPC) e Índice de precio mayorista (IPM)

		2013	2014	2015	2016	2017
Perú	IPC	2.82	3.23	3.56	3.60	1.50
	IPM	0.38	1.83	1.77	1.69	-0.59
México	IPC	3.81	4.02	2.72	2.82	4.99
	IPM	1.37	2.67	2.93	5.67	2.52

VI.2. Resultados de activos internacionales

Con los resultados obtenidos de los costos laborales relativos de los diferentes países (Tabla 2) y considerando un 40% del costo de materiales son nacionales y el 60% son importados, se realizaron los cálculos asociados a los costos de mano de obra y materiales de Perú y México para en 2013.

Para la mano de obra, los costos del país se calcularon a costos en USD por medio de la ecuación (4) y luego se convirtieron a valores en Balboas por medio de la ecuación (5). Para los materiales, los costos se convirtieron a valores en USD por medio de la ecuación (1) y luego se convirtieron a valores en Balboas por medio de la ecuación (2). Finalmente, los valores de los activos son extendidos para los años 2014, 2015, 2016 y 2017 con los índices de precios informados en la tabla 1.b.

A continuación, se detallan los resultados obtenidos de los activos utilizados para los países analizados (Tabla 3: resultados Perú y Tabla 4: resultados México).

Tabla 2. Costos laborales relativos

	2013
$CLR_{PERU(EUU)}$	0.6344
$CLR_{MEXICO(EUU)}$	4.1142
$CLR_{PANAMA(EUU)}$	0.3353

Tabla 3.a. Resultados Perú 2013

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Unidad	Costos Perú			Costos Perú (de NS a USD)			Costos Perú (de USD a Balboas)		
				Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total
				(NS)	(NS)	(NS)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)
Distribución MT	Líneas aéreas de 34,5 kV	Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PH° - Urb	\$/km	9.124	47.951	57.075	14.382	22.531	36.912	4.822	18.859	23.680
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb	\$/km	8.627	27.538	36.165	13.598	12.939	26.538	4.559	10.830	15.390
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb	\$/km	8.637	24.568	33.205	13.614	11.544	25.158	4.564	9.662	14.227
		Trifásico AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb	\$/km	8.135	24.555	32.690	12.823	11.538	24.360	4.299	9.657	13.956
		Monof. AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb	\$/km	6.320	15.469	21.788	9.962	7.268	17.230	3.340	6.084	9.423
		Monof. AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb	\$/km	5.897	17.738	23.634	9.295	8.334	17.629	3.116	6.976	10.092
	Líneas aéreas de 13,8 kV	Trifásico AAC 477+ N 266 - PH° - Urbana	\$/km	8.759	38.361	47.120	13.806	18.025	31.831	4.629	15.087	19.716
		Trifásico AAC 266+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	8.343	24.178	32.521	13.151	11.360	24.511	4.409	9.509	13.918
		Trifásico AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	8.343	21.158	29.500	13.151	9.941	23.092	4.409	8.321	12.730
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	8.135	15.534	23.669	12.823	7.299	20.122	4.299	6.109	10.408
		Monofásica AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	6.105	13.321	19.426	9.622	6.259	15.882	3.226	5.239	8.465
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	5.897	11.221	17.118	9.295	5.272	14.567	3.116	4.413	7.529
		Trifásico ACSR 477+ N 266 - PM - Rural	\$/km	8.759	36.141	44.899	13.806	16.981	30.787	4.629	14.214	18.842
		Trifásico ACSR 266+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	8.343	21.957	30.300	13.151	10.317	23.467	4.409	8.635	13.044
		Trifásico ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	8.343	18.937	27.280	13.151	8.898	22.048	4.409	7.448	11.857
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	8.135	13.313	21.448	12.823	6.256	19.078	4.299	5.236	9.535
		Monofásica ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	6.105	10.789	16.894	9.622	5.069	14.692	3.226	4.243	7.469
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	5.897	8.689	14.586	9.295	4.083	13.377	3.116	3.417	6.533
		Trifásico AAC 266 - PH° - Preensamblado	\$/km	8.895	68.932	77.827	14.021	32.389	46.409	4.701	27.110	31.810
		Trifásico AAC 4/0 - PH° - Preensamblado	\$/km	8.895	64.374	73.268	14.021	30.247	44.267	4.701	25.317	30.018
		Trifásico AAC 1/0 - PH° - Preensamblado	\$/km	8.687	52.458	61.145	13.693	24.648	38.341	4.591	20.631	25.222
		Trifásico AAC 266 - PM - Preensamblado	\$/km	8.895	66.284	75.179	14.021	31.145	45.165	4.701	26.068	30.769
		Trifásico AAC 4/0 - PM - Preensamblado	\$/km	8.895	61.726	70.621	14.021	29.003	43.023	4.701	24.276	28.976
		Trifásico AAC 1/0 - PM - Preensamblado	\$/km	8.687	49.810	58.497	13.693	23.404	37.097	4.591	19.590	24.180
	Líneas subterránea de 13,8 kV	Trifásica 1/0 AWG-Cu-XLP	\$/km	110.886	133.004	243.890	174.786	62.494	237.280	58.600	52.308	110.909
		Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP	\$/km	110.886	222.811	333.698	174.786	104.691	279.477	58.600	87.628	146.229
		Trifásica 500 MCM -Cu-XLP	\$/km	110.886	328.983	439.870	174.786	154.578	329.364	58.600	129.384	187.984
		Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP	\$/km	110.886	99.361	210.247	174.786	46.686	221.472	58.600	39.077	97.677
		Monofásica 4/0 AWG-Cu-XLP	\$/km	110.886	160.244	271.131	174.786	75.293	250.079	58.600	63.022	121.622

Tabla 3.b. Resultados Perú 2013

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Unidad	Costos Perú			Costos Perú (de NS a USD)			Costos Perú (de USD a Balboas)		
				Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total
				(NS)	(NS)	(NS)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)
Distribución MT	Centros de transf. 13,8 kV/BT	Poste - 10 KVA - monofásico	\$/unidad	665	4.877	5.542	1.048	2.291	3.340	351	1.918	2.269
		Poste - 15 KVA - monofásico	\$/unidad	665	5.613	6.278	1.048	2.637	3.686	351	2.208	2.559
		Poste - 25 KVA - monofásico	\$/unidad	665	6.760	7.425	1.048	3.177	4.225	351	2.659	3.010
		Poste - 50 KVA - monofásico	\$/unidad	665	8.821	9.486	1.048	4.145	5.193	351	3.469	3.821
		Poste - 75 KVA - monofásico	\$/unidad	665	10.371	11.036	1.048	4.873	5.921	351	4.079	4.430
		Poste - 15 KVA - trifásico	\$/unidad	791	9.073	9.864	1.247	4.263	5.510	418	3.568	3.986
		Poste - 25KVA - trifásico	\$/unidad	791	10.864	11.655	1.247	5.105	6.351	418	4.273	4.691
		Poste - 50 KVA - trifásico	\$/unidad	791	12.440	13.231	1.247	5.845	7.092	418	4.892	5.310
		Poste - 75 KVA - trifásico - biposte	\$/unidad	1.038	19.550	20.589	1.637	9.186	10.823	549	7.689	8.238
		Plataforma - 50 KVA - monofásico	\$/unidad	999	14.806	15.805	1.575	6.957	8.531	528	5.823	6.351
		Plataforma - 150 KVA - trifásico	\$/unidad	14.812	54.532	69.345	23.348	25.623	48.971	7.828	21.447	29.275
		Plataforma - 300 KVA - trifásico	\$/unidad	14.812	69.554	84.366	23.348	32.681	56.029	7.828	27.355	35.182
		Plataforma - 500 KVA - trifásico	\$/unidad	14.812	92.005	106.818	23.348	43.230	66.578	7.828	36.184	44.012
Plataforma - 750 KVA - trifásico	\$/unidad	14.812	96.736	111.548	23.348	45.453	68.801	7.828	38.045	45.873		
Distribución BT	Líneas aéreas BT	Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PM	\$/km	5.838	9.691	15.529	9.202	4.553	13.756	3.085	3.811	6.897
		Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	\$/km	5.838	12.243	18.082	9.202	5.753	14.955	3.085	4.815	7.900
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	\$/km	6.957	11.881	18.838	10.966	5.582	16.549	3.677	4.673	8.349
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	\$/km	6.957	14.101	21.059	10.966	6.626	17.592	3.677	5.546	9.223
		Trifásico - 4/0 AWG ACSR - PH°	\$/km	7.165	20.816	27.981	11.294	9.781	21.075	3.787	8.186	11.973
		Preensam. - Monof. - N° 2 AWG - AAC PH°	\$/km	4.606	11.546	16.152	7.260	5.425	12.685	2.434	4.541	6.975
		Preensam. - Monof. - 1/0 AWG - AAC PH°	\$/km	5.006	12.945	17.951	7.891	6.082	13.973	2.646	5.091	7.736
		Preensam. - Monof. - 4/0 AWG - AAC PH°	\$/km	5.006	28.018	33.024	7.891	13.164	21.055	2.646	11.019	13.664
		Preensam. - Trifásico - 1/0 AWG - AAC PH°	\$/km	5.006	19.516	24.522	7.891	9.170	17.061	2.646	7.675	10.321
	Preensam. - Trifásico - 4/0 AWG - AAC PH°	\$/km	5.006	36.155	41.161	7.891	16.988	24.879	2.646	14.219	16.865	
	Línea subterránea BT	Bifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	\$/km	96.681	61.547	158.228	152.396	28.919	181.314	51.094	24.205	75.299
		Bifásica - XLPE Cu 1/4 AWG	\$/km	96.681	107.501	204.182	152.396	50.511	202.907	51.094	42.278	93.372
		Trifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	\$/km	99.436	77.375	176.811	156.737	36.356	193.093	52.549	30.430	82.979
		Trifásica - XLPE Cu 4/0 AWG	\$/km	99.436	146.148	245.584	156.737	68.670	225.407	52.549	57.478	110.027
	Acometida aérea	Concéntrico N° 8 - Monofásica Cu	\$/unidad	29	59	88	45	28	73	15	23	39
		Duplex N° 6 - Monofásica - Al	\$/unidad	27	38	65	42	18	60	14	15	29
		Triplex N° 4 - Bifásica - Al	\$/unidad	29	102	131	45	48	93	15	40	55
Triplex N° 6 - Bifásica - Al		\$/unidad	29	59	88	45	28	73	15	23	38	
Concéntrico N° 4 - Bifásica Cu		\$/unidad	29	188	216	45	88	133	15	74	89	
Concéntrico N° 8 - Bifásica Cu		\$/unidad	29	88	117	45	41	87	15	35	50	
Concéntrico N° 4 - Trifásica Cu		\$/unidad	33	258	291	52	121	173	17	101	119	

Tabla 3.c. Resultados Perú 2013

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Unidad	Costos Perú			Costos Perú (de NS a USD)			Costos Perú (de USD a Balboas)		
				Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total
				(NS)	(NS)	(NS)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)
Distribución BT	Acometida subterránea	N° 2 AWG Al - Monofásica	\$/unidad	29	102	131	45	48	93	15	40	55
		N° 2 AWG Cu - Bifásica	\$/unidad	67	167	234	106	78	184	35	66	101
		N° 2 AWG Al - Trifásica	\$/unidad	44	184	228	70	86	156	23	72	96
Alumbrado Público	Luminaria con lámpara y brazo metálico	Vapor de mercurio 80 W	\$/unidad	19	332	351	30	156	186	10	131	141
		Vapor de mercurio 125 W	\$/unidad	19	338	357	30	159	189	10	133	143
		Vapor de mercurio 250 W	\$/unidad	19	455	474	30	214	244	10	179	189
		Vapor de mercurio 400 W	\$/unidad	19	558	577	30	262	293	10	219	230
		Vapor de sodio 70 W	\$/unidad	19	361	381	30	170	200	10	142	152
		Vapor de sodio 150 W	\$/unidad	19	458	477	30	215	246	10	180	190
		Vapor de sodio 250 W	\$/unidad	19	540	559	30	254	284	10	212	223
		Vapor de sodio 400 W	\$/unidad	19	678	698	30	319	349	10	267	277
		Equipo de control (fotocélula y contactor)	\$/unidad	117	189	306	184	89	273	62	74	136
Comercial	Medidores	BT para Tarifas BTS -1F	\$/unidad	14	28	42	22	13	35	7	11	18
		BT para Tarifas BTS -2F	\$/unidad	40	80	120	63	38	101	21	31	53
		BT para Tarifas BTS -3F	\$/unidad	43	86	129	68	40	108	23	34	57
		BT para Tarifa BTB (Digital) - 1F	\$/unidad	41	407	448	64	191	255	22	160	182
		BT para Tarifa BTB (Digital) - 3F	\$/unidad	84	837	920	132	393	525	44	329	373

Tabla 3.d. Resultados Perú 2014 – 2015 – 2016 – 2017

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	2014			2015			2016			2017		
			Mano de obra (Balboas)	Materiales (Balboas)	Total (Balboas)	Mano de obra (Balboas)	Materiales (Balboas)	Total (Balboas)	Mano de obra (Balboas)	Materiales (Balboas)	Total (Balboas)	Mano de obra (Balboas)	Materiales (Balboas)	Total (Balboas)
Distribución MT	Líneas aéreas de 34,5 kV	Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PH° - Urbana	4.977	19.336	24.313	5.154	19.851	25.005	5.340	20.375	25.715	5.420	20.468	25.888
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	4.706	11.104	15.811	4.873	11.400	16.274	5.049	11.701	16.750	5.124	11.755	16.879
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	4.712	9.907	14.618	4.879	10.171	15.050	5.055	10.439	15.494	5.130	10.487	15.617
		Trifásico AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	4.438	9.901	14.339	4.596	10.165	14.761	4.761	10.434	15.195	4.832	10.481	15.313
		Monofásica AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	3.448	6.237	9.685	3.570	6.404	9.974	3.699	6.573	10.271	3.754	6.603	10.357
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	3.217	7.152	10.369	3.331	7.343	10.674	3.451	7.537	10.988	3.503	7.571	11.074
	Líneas aéreas de 13,8 kV	Trifásico AAC 477+ N 266 - PH° - Urbana	4.778	15.468	20.247	4.948	15.880	20.829	5.126	16.300	21.426	5.203	16.374	21.577
		Trifásico AAC 266+ N 1/0 - PH° - Urbana	4.551	9.749	14.300	4.713	10.009	14.722	4.882	10.273	15.156	4.956	10.320	15.276
		Trifásico AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	4.551	8.531	13.083	4.713	8.759	13.472	4.882	8.990	13.873	4.956	9.031	13.987
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	4.438	6.264	10.702	4.596	6.431	11.026	4.761	6.601	11.361	4.832	6.631	11.463
		Monofásica AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	3.330	5.372	8.702	3.449	5.515	8.963	3.573	5.660	9.233	3.626	5.686	9.312
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	3.217	4.525	7.741	3.331	4.645	7.976	3.451	4.768	8.219	3.503	4.790	8.292
		Trifásico ACSR 477+ N 266 - PM - Rural	4.778	14.573	19.351	4.948	14.961	19.909	5.126	15.357	20.483	5.203	15.427	20.629
		Trifásico ACSR 266+ N 1/0 - PM - Rural	4.551	8.854	13.405	4.713	9.090	13.803	4.882	9.330	14.212	4.956	9.372	14.328
		Trifásico ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	4.551	7.636	12.187	4.713	7.839	12.552	4.882	8.047	12.929	4.956	8.083	13.039
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	4.438	5.368	9.806	4.596	5.511	10.107	4.761	5.657	10.418	4.832	5.683	10.515
		Monofásica ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	3.330	4.350	7.681	3.449	4.466	7.915	3.573	4.584	8.157	3.626	4.605	8.231
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	3.217	3.504	6.720	3.331	3.597	6.928	3.451	3.692	7.143	3.503	3.709	7.211
		Trifásico AAC 266 - PH° - Preensablado	4.852	27.796	32.648	5.025	28.536	33.561	5.205	29.290	34.496	5.284	29.423	34.707
		Trifásico AAC 4/0 - PH° - Preensablado	4.852	25.958	30.810	5.025	26.649	31.674	5.205	27.353	32.559	5.284	27.478	32.761
		Trifásico AAC 1/0 - PH° - Preensablado	4.739	21.153	25.892	4.907	21.716	26.624	5.084	22.290	27.374	5.160	22.392	27.552
		Trifásico AAC 266 - PM - Preensablado	4.852	26.728	31.580	5.025	27.440	32.465	5.205	28.165	33.370	5.284	28.293	33.577
		Trifásico AAC 4/0 - PM - Preensablado	4.852	24.890	29.742	5.025	25.553	30.578	5.205	26.228	31.434	5.284	26.347	31.631
		Trifásico AAC 1/0 - PM - Preensablado	4.739	20.085	24.824	4.907	20.620	25.527	5.084	21.165	26.249	5.160	21.261	26.421
	Línea subterránea de 13,8 kV	Trifásica 1/0 AWG-Cu-XLP	60.491	53.631	114.122	62.642	55.060	117.702	64.894	56.515	121.409	65.867	56.772	122.640
		Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP	60.491	89.845	150.336	62.642	92.238	154.880	64.894	94.676	159.570	65.867	95.106	160.974
		Trifásica 500 MCM -Cu-XLP	60.491	132.657	193.148	62.642	136.190	198.832	64.894	139.790	204.684	65.867	140.426	206.293
		Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP	60.491	40.066	100.556	62.642	41.133	103.774	64.894	42.220	107.114	65.867	42.412	108.279
		Monofásica 4/0 AWG-Cu-XLP	60.491	64.616	125.107	62.642	66.337	128.979	64.894	68.090	132.984	65.867	68.400	134.267

Tabla 3.e. Resultados Perú 2014 – 2015 – 2016 – 2017

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	2014			2015			2016			2017		
			Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)
Distribución MT	Centros de transformación 13,8 kV/BT	Poste - 10 KVA - monofásico	363	1.966	2.329	376	2.019	2.394	389	2.072	2.461	395	2.082	2.477
		Poste - 15 KVA - monofásico	363	2.263	2.626	376	2.324	2.699	389	2.385	2.774	395	2.396	2.791
		Poste - 25 KVA - monofásico	363	2.726	3.089	376	2.799	3.174	389	2.873	3.262	395	2.886	3.281
		Poste - 50 KVA - monofásico	363	3.557	3.920	376	3.652	4.027	389	3.748	4.137	395	3.765	4.160
		Poste - 75 KVA - monofásico	363	4.182	4.545	376	4.293	4.669	389	4.407	4.796	395	4.427	4.822
		Poste - 15 KVA - trifásico	431	3.659	4.090	447	3.756	4.203	463	3.855	4.318	470	3.873	4.343
		Poste - 25KVA - trifásico	431	4.381	4.812	447	4.497	4.944	463	4.616	5.079	470	4.637	5.107
		Poste - 50 KVA - trifásico	431	5.016	5.448	447	5.150	5.597	463	5.286	5.749	470	5.310	5.780
		Poste - 75 KVA - trifásico - biposte	566	7.883	8.450	587	8.093	8.680	608	8.307	8.915	617	8.345	8.962
		Plataforma - 50 KVA - monofásico	545	5.970	6.515	564	6.129	6.693	585	6.291	6.876	593	6.320	6.913
		Plataforma - 150 KVA - trifásico	8.080	21.989	30.070	8.368	22.575	30.943	8.669	23.172	31.840	8.799	23.277	32.076
		Plataforma - 300 KVA - trifásico	8.080	28.046	36.127	8.368	28.794	37.161	8.669	29.554	38.223	8.799	29.689	38.488
Plataforma - 500 KVA - trifásico	8.080	37.100	45.180	8.368	38.088	46.455	8.669	39.094	47.763	8.799	39.272	48.071		
Plataforma - 750 KVA - trifásico	8.080	39.007	47.088	8.368	40.046	48.414	8.669	41.104	49.773	8.799	41.291	50.090		
Distribución BT	Líneas aéreas BT	Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PM	3.185	3.908	7.092	3.298	4.012	7.310	3.417	4.118	7.534	3.468	4.137	7.604
		Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	3.185	4.937	8.122	3.298	5.068	8.367	3.417	5.202	8.619	3.468	5.226	8.694
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	3.795	4.791	8.586	3.930	4.918	8.849	4.072	5.048	9.120	4.133	5.071	9.204
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	3.795	5.686	9.481	3.930	5.838	9.768	4.072	5.992	10.063	4.133	6.019	10.152
		Trifásico - 4/0 AWG ACSR - PH°	3.909	8.394	12.302	4.048	8.617	12.665	4.193	8.845	13.038	4.256	8.885	13.141
		Preensam. - Monof. - N° 2 AWG - AAC PH°	2.513	4.656	7.169	2.602	4.780	7.382	2.696	4.906	7.602	2.736	4.929	7.665
		Preensam. - Monof. - 1/0 AWG - AAC PH°	2.731	5.220	7.951	2.828	5.359	8.187	2.930	5.500	8.430	2.974	5.525	8.499
		Preensam. - Monof. - 4/0 AWG - AAC PH°	2.731	11.298	14.028	2.828	11.599	14.427	2.930	11.905	14.835	2.974	11.959	14.933
		Preensam. - Trifásico - 1/0 AWG - AAC PH°	2.731	7.870	10.600	2.828	8.079	10.907	2.930	8.293	11.222	2.974	8.330	11.304
	Preensam. - Trifásico - 4/0 AWG - AAC PH°	2.731	14.579	17.310	2.828	14.967	17.795	2.930	15.363	18.293	2.974	15.433	18.406	
	Línea subterránea BT	Bifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	52.742	24.818	77.560	54.617	25.479	80.096	56.581	26.152	82.733	57.430	26.271	83.701
		Bifásica - XLPE Cu 1/4 AWG	52.742	43.348	96.090	54.617	44.503	99.120	56.581	45.679	102.260	57.430	45.886	103.316
		Trifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	54.244	31.200	85.445	56.173	32.031	88.204	58.193	32.878	91.071	59.066	33.027	92.093
Trifásica - XLPE Cu 4/0 AWG		54.244	58.932	113.176	56.173	60.501	116.675	58.193	62.100	120.293	59.066	62.383	121.449	
Acometida aérea	Concéntrico N° 8 - Monofásica Cu	16	24	40	16	25	41	17	25	42	17	25	42	
	Duplex N° 6 - Monofásica - Al	15	15	30	15	16	31	16	16	32	16	16	32	
	Triplex N° 4 - Bifásica - Al	16	41	57	16	42	58	17	43	60	17	44	61	
	Triplex N° 6 - Bifásica - Al	16	24	40	16	25	41	17	25	42	17	25	42	
	Concéntrico N° 4 - Bifásica Cu	16	76	91	16	78	94	17	80	97	17	80	97	
	Concéntrico N° 8 - Bifásica Cu	16	35	51	16	36	53	17	37	54	17	38	55	
	Concéntrico N° 4 - Trifásica Cu	18	104	122	19	107	125	19	109	129	20	110	130	
Acometida subterránea	N° 2 AWG Al - Monofásica	16	41	57	16	42	58	17	43	60	17	44	61	
	N° 2 AWG Cu - Bifásica	37	67	104	38	69	107	39	71	110	40	71	111	
	N° 2 AWG Al - Trifásica	24	74	98	25	76	101	26	78	104	26	78	105	

Tabla 3.f. Resultados Perú 2014 – 2015 – 2016 – 2017

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	2014			2015			2016			2017		
			Mano de obra	Mano de obra	Mano de obra	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)
Alumbrado Público	Luminaria con lámpara y brazo metálico	Vapor de mercurio 80 W	11	134	144	11	137	148	11	141	152	11	142	153
		Vapor de mercurio 125 W	11	136	147	11	140	151	11	143	155	11	144	156
		Vapor de mercurio 250 W	11	184	194	11	188	199	11	193	205	11	194	206
		Vapor de mercurio 400 W	11	225	236	11	231	242	11	237	248	11	238	250
		Vapor de sodio 70 W	11	146	156	11	150	160	11	153	165	11	154	166
		Vapor de sodio 150 W	11	185	195	11	190	200	11	195	206	11	195	207
		Vapor de sodio 250 W	11	218	228	11	224	234	11	229	241	11	230	242
		Vapor de sodio 400 W	11	274	284	11	281	292	11	288	300	11	290	301
		Equipo de control (fotocélula y contactor)	64	76	140	66	78	144	68	80	149	70	80	150
Comercial	Medidores	BT para Tarifas BTS -1F	7	11	18	7	11	18	8	11	19	8	11	19
		BT para Tarifas BTS -2F	20	30	51	21	31	53	22	32	54	22	32	55
		BT para Tarifas BTS -3F	22	33	55	23	34	57	24	35	58	24	35	59
		BT para Tarifa BTB (Digital) - 1F	21	155	175	22	160	182	22	164	187	23	165	188
		BT para Tarifa BTB (Digital) - 3F	43	318	360	44	329	373	46	338	384	46	339	386

Tabla 4.a. Resultados México 2013

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Unidad	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total
				(\$Mex)	(\$Mex)	(\$Mex)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)
Transm.	LAT 115 kV	Trifásico - ACSR 477 PH° - Urbana	\$/km	1.202.254	2.430.569	3.632.823	292.218	261.087	553.306	97.966	197.251	295.217
		Trifásico - ACSR 795 PH° - Urbana	\$/km	1.245.135	2.643.121	3.888.256	302.641	283.919	586.560	101.460	214.501	315.961
Distribución MT	Líneas aéreas de 34,5 kV	Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PH° - Urbana	\$/km	137.141	392.131	529.272	33.333	42.122	75.455	11.175	31.823	42.998
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	\$/km	68.477	232.204	300.681	16.644	24.943	41.587	5.580	18.844	24.424
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	\$/km	68.477	228.736	297.213	16.644	24.570	41.214	5.580	18.563	24.143
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	\$/km	57.204	134.269	191.473	13.904	14.423	28.327	4.661	10.897	15.558
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural	\$/km	34.460	76.346	110.806	8.376	8.201	16.577	2.808	6.196	9.004
		Línea subt de 34,5 kV	Trifásica 1/0 AWG-AL-XLP	\$/km	82.675	527.298	609.973	20.095	56.641	76.736	6.737	42.793
		Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP	\$/km	30.016	236.378	266.394	7.296	25.391	32.687	2.446	19.183	21.629
	Líneas aéreas de 13,8 kV	Trifásico AAC 477+ N 266 - PH° - Urbana	\$/km	69.818	235.515	305.333	16.970	25.299	42.268	5.689	19.113	24.802
		Trifásico AAC 266+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	68.477	203.877	272.354	16.644	21.900	38.544	5.580	16.546	22.125
		Trifásico AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	68.477	180.691	249.168	16.644	19.409	36.053	5.580	14.664	20.244
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	68.477	176.230	244.707	16.644	18.930	35.574	5.580	14.302	19.882
		Monofásica AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	57.204	129.595	186.799	13.904	13.921	27.825	4.661	10.517	15.178
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	\$/km	57.204	128.107	185.311	13.904	13.761	27.665	4.661	10.396	15.058
		Trifásico ACSR 477+ N 266 - PM - Rural	\$/km	116.902	253.601	370.503	28.414	27.241	55.655	9.526	20.581	30.107
		Trifásico ACSR 266+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	92.605	176.922	269.527	22.508	19.005	41.513	7.546	14.358	21.904
		Trifásico ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	82.931	123.302	206.233	20.157	13.245	33.402	6.758	10.007	16.764
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	38.032	83.663	121.695	9.244	8.987	18.231	3.099	6.790	9.889
		Monofásica ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	60.986	83.413	144.399	14.823	8.960	23.783	4.969	6.769	11.739
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	\$/km	35.314	77.716	113.030	8.583	8.348	16.931	2.878	6.307	9.185
		Trifásico AAC 266 - PH° - Preensamblado	\$/km	76.815	287.768	364.583	18.671	30.912	49.582	6.259	23.354	29.613
		Trifásico AAC 4/0 - PH° - Preensamblado	\$/km	76.815	266.152	342.967	18.671	28.590	47.260	6.259	21.599	27.859
		Trifásico AAC 266 - PM - Preensamblado	\$/km	75.181	331.922	407.103	18.273	35.654	53.928	6.126	26.937	33.063
		Trifásico AAC 4/0 - PM - Preensamblado	\$/km	75.181	263.303	338.484	18.273	28.284	46.557	6.126	21.368	27.494
	Línea subterránea de 13,8 kV	Trifásica 4/0 AWG-AL-XLP	\$/km	94.130	427.639	521.769	22.879	45.936	68.815	7.670	34.705	42.375
		Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP	\$/km	30.016	176.654	206.670	7.296	18.976	26.271	2.446	14.336	16.782
		Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP	\$/km	282.390	1.282.917	1.565.307	68.637	137.809	206.446	23.011	104.114	127.125
		Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP	\$/km	90.048	529.962	620.010	21.887	56.928	78.814	7.338	43.009	50.346
	Centros de transformación 34,5 kV/BT	Poste - 10 KVA - monofásico	\$/unidad	4.902	39.164	44.066	1.191	4.207	5.398	399	3.178	3.578
Poste - 15 KVA - monofásico		\$/unidad	4.902	51.496	56.398	1.191	5.532	6.723	399	4.179	4.579	
Poste - 25 KVA - monofásico		\$/unidad	4.902	58.352	63.254	1.191	6.268	7.460	399	4.736	5.135	
Poste - 50 KVA - monofásico		\$/unidad	4.902	79.023	83.925	1.191	8.489	9.680	399	6.413	6.813	
Poste - 75 KVA - monofásico		\$/unidad	4.902	81.098	86.000	1.191	8.711	9.903	399	6.581	6.981	
Poste - 15 KVA - trifásico		\$/unidad	5.034	93.610	98.644	1.224	10.055	11.279	410	7.597	8.007	
Poste - 25 KVA - trifásico		\$/unidad	5.034	108.991	114.025	1.224	11.708	12.931	410	8.845	9.255	
Poste - 50KVA - trifásico		\$/unidad	5.034	119.597	124.631	1.224	12.847	14.070	410	9.706	10.116	

Tabla 4.b. Resultados México 2013

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Unidad	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total
				(\$Mex)	(\$Mex)	(\$Mex)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)
Distribución MT	KV/BT Centros de transformación 13,8	Poste - 10 KVA - monofásico	\$/km	4.902	19.997	24.899	1.191	2.148	3.340	399	1.623	2.022
		Poste - 15 KVA - monofásico	\$/km	4.902	28.524	33.426	1.191	3.064	4.255	399	2.315	2.714
		Poste - 25 KVA - monofásico	\$/km	4.902	36.741	41.643	1.191	3.947	5.138	399	2.982	3.381
		Poste - 50 KVA - monofásico	\$/km	4.902	59.156	64.058	1.191	6.354	7.546	399	4.801	5.200
		Poste - 75 KVA - monofásico	\$/km	4.902	65.165	70.067	1.191	7.000	8.191	399	5.288	5.688
		Poste - 15 KVA - trifásico	\$/km	5.034	37.548	42.582	1.224	4.033	5.257	410	3.047	3.457
		Poste - 25KVA - trifásico	\$/km	5.034	61.563	66.597	1.224	6.613	7.837	410	4.996	5.406
		Poste - 50 KVA - trifásico	\$/km	5.034	65.066	70.100	1.224	6.989	8.213	410	5.280	5.691
		Poste - 75 KVA - trifásico - biposte	\$/km	5.034	71.275	76.309	1.224	7.656	8.880	410	5.784	6.194
		Plataforma - 50 KVA - monofásico	\$/km	4.902	59.156	64.058	1.191	6.354	7.546	399	4.801	5.200
Distribución BT	Líneas aéreas BT	Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PM	\$/km	67.717	147.833	215.550	16.459	15.880	32.339	5.518	11.997	17.515
		Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	\$/km	49.048	92.835	141.883	11.922	9.972	21.894	3.997	7.534	11.531
		Bifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	\$/km	67.717	152.823	220.540	16.459	16.416	32.875	5.518	12.402	17.920
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	\$/km	67.717	156.150	223.867	16.459	16.773	33.232	5.518	12.672	18.190
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	\$/km	70.027	125.293	195.320	17.021	13.459	30.479	5.706	10.168	15.874
	Líneas subterráneas BT	Bifásica - XLPE AL 1/0 AWG	\$/km	305.270	158.140	463.410	74.199	16.987	91.186	24.875	12.834	37.709
		Trifásica - XLPE AL 1/0 AWG	\$/km	310.180	192.540	502.720	75.392	20.682	96.074	25.275	15.625	40.901
		Trifásica - XLPE AL 4/0 AWG	\$/km	316.910	225.050	541.960	77.028	24.174	101.202	25.823	18.264	44.087
		Trifásica - XLPE AL 350 MCM	\$/km	323.230	335.680	658.910	78.564	36.058	114.622	26.338	27.242	53.580

Tabla 4.c. Resultados México 2014 – 2015 – 2016 – 2017

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	2014			2015			2016			2017		
			Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)
Transm.	LAT 115 kV	Trifásico - ACSR 477 PH° - Urbana	101.903	203.847	305.750	104.675	209.607	314.282	107.629	218.510	326.139	112.997	226.716	339.713
		Trifásico - ACSR 795 PH° - Urbana	105.537	221.674	327.211	108.409	227.937	336.345	111.468	237.619	349.087	117.028	246.542	363.570
Distribución MT	Líneas aéreas de 34,5 kV	Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PH° - Urbana	11.624	32.887	44.511	11.940	33.816	45.757	12.277	35.253	47.530	12.890	36.577	49.466
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	5.804	19.475	25.279	5.962	20.025	25.987	6.130	20.875	27.006	6.436	21.659	28.095
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	5.804	19.184	24.988	5.962	19.726	25.688	6.130	20.564	26.694	6.436	21.336	27.772
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	4.849	11.261	16.109	4.981	11.579	16.560	5.121	12.071	17.192	5.376	12.524	17.901
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural	2.921	6.403	9.324	3.000	6.584	9.584	3.085	6.864	9.949	3.239	7.121	10.360
	Línea sub t de 34,5 kV	Trifásica 1/0 AWG-AL-XLP	7.008	44.224	51.231	7.198	45.473	52.671	7.401	47.405	54.806	7.770	49.185	56.955
		Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP	2.544	19.825	22.369	2.613	20.385	22.998	2.687	21.251	23.938	2.821	22.049	24.870
	Líneas aéreas de 13,8 kV	Trifásico AAC 477+ N 266 - PH° - Urbana	5.918	19.752	25.670	6.079	20.310	26.389	6.250	21.173	27.423	6.562	21.968	28.530
		Trifásico AAC 266+ N 1/0 - PH° - Urbana	5.804	17.099	22.903	5.962	17.582	23.544	6.130	18.329	24.459	6.436	19.017	25.453
		Trifásico AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	5.804	15.154	20.958	5.962	15.582	21.544	6.130	16.244	22.375	6.436	16.854	23.290
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	5.804	14.780	20.584	5.962	15.198	21.160	6.130	15.843	21.973	6.436	16.438	22.874
		Monofásica AAC 4/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	4.849	10.869	15.717	4.981	11.176	16.156	5.121	11.651	16.772	5.376	12.088	17.465
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana	4.849	10.744	15.593	4.981	11.048	16.028	5.121	11.517	16.638	5.376	11.949	17.326
		Trifásico ACSR 477+ N 266 - PM - Rural	9.909	21.269	31.178	10.178	21.870	32.048	10.465	22.799	33.264	10.987	23.655	34.642
		Trifásico ACSR 266+ N 1/0 - PM - Rural	7.849	14.838	22.687	8.063	15.257	23.320	8.290	15.905	24.196	8.704	16.503	25.206
		Trifásico ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	7.029	10.341	17.370	7.220	10.633	17.854	7.424	11.085	18.509	7.795	11.501	19.296
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	3.224	7.017	10.240	3.311	7.215	10.526	3.405	7.521	10.926	3.575	7.804	11.378
		Monofásica ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	5.169	6.996	12.165	5.310	7.193	12.503	5.460	7.499	12.959	5.732	7.780	13.512
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	2.993	6.518	9.511	3.075	6.702	9.777	3.161	6.987	10.148	3.319	7.249	10.568
		Trifásico AAC 266 - PH° - Preensamblado	6.511	24.135	30.645	6.688	24.816	31.504	6.877	25.871	32.747	7.220	26.842	34.062
		Trifásico AAC 4/0 - PH° - Preensamblado	6.511	22.322	28.833	6.688	22.952	29.640	6.877	23.927	30.804	7.220	24.826	32.045
		Trifásico AAC 266 - PM - Preensamblado	6.372	27.838	34.210	6.546	28.624	35.170	6.730	29.840	36.570	7.066	30.961	38.027
		Trifásico AAC 4/0 - PM - Preensamblado	6.372	22.083	28.455	6.546	22.707	29.252	6.730	23.671	30.402	7.066	24.560	31.626
	Línea subterránea de 13,8 kV	Trifásica 4/0 AWG-AL-XLP	7.978	35.865	43.844	8.196	36.879	45.074	8.427	38.445	46.872	8.847	39.889	48.736
		Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP	2.544	14.816	17.360	2.613	15.234	17.848	2.687	15.881	18.568	2.821	16.478	19.299
		Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP	23.935	107.596	131.531	24.587	110.636	135.222	25.280	115.335	140.616	26.541	119.666	146.208
		Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP	7.632	44.447	52.079	7.840	45.703	53.543	8.061	47.644	55.705	8.463	49.433	57.897
	Centros de transformación 34,5 kV/BT	Poste - 10 KVA - monofásico	415	3.285	3.700	427	3.377	3.804	439	3.521	3.960	461	3.653	4.114
		Poste - 15 KVA - monofásico	415	4.319	4.734	427	4.441	4.868	439	4.630	5.068	461	4.803	5.264
		Poste - 25 KVA - monofásico	415	4.894	5.309	427	5.032	5.459	439	5.246	5.685	461	5.443	5.904
		Poste - 50 KVA - monofásico	415	6.628	7.043	427	6.815	7.242	439	7.104	7.543	461	7.371	7.832
		Poste - 75 KVA - monofásico	415	6.802	7.217	427	6.994	7.421	439	7.291	7.730	461	7.565	8.025
		Poste - 15 KVA - trifásico	427	7.851	8.278	438	8.073	8.511	451	8.416	8.866	473	8.732	9.205
Poste - 25 KVA - trifásico		427	9.141	9.568	438	9.399	9.837	451	9.798	10.249	473	10.166	10.639	
Poste - 50KVA - trifásico		427	10.030	10.457	438	10.314	10.752	451	10.752	11.203	473	11.156	11.629	

Tabla 4.d. Resultados México 2014 – 2015 – 2016 – 2017

			2014			2015			2016			2017		
Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total	Mano de obra	Materiales	Total
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)
Distribución MT	K/V/BT Centros de transformación 13.8	Poste - 10 KVA - monofásico	415	1.677	2.093	427	1.724	2.151	439	1.798	2.237	461	1.865	2.326
		Poste - 15 KVA - monofásico	415	2.392	2.808	427	2.460	2.887	439	2.564	3.003	461	2.661	3.121
		Poste - 25 KVA - monofásico	415	3.081	3.497	427	3.168	3.595	439	3.303	3.742	461	3.427	3.888
		Poste - 50 KVA - monofásico	415	4.961	5.377	427	5.101	5.528	439	5.318	5.757	461	5.518	5.979
		Poste - 75 KVA - monofásico	415	5.465	5.881	427	5.620	6.046	439	5.858	6.297	461	6.078	6.539
		Poste - 15 KVA - trifásico	427	3.149	3.576	438	3.238	3.676	451	3.376	3.826	473	3.502	3.975
		Poste - 25KVA - trifásico	427	5.163	5.590	438	5.309	5.747	451	5.535	5.985	473	5.742	6.216
		Poste - 50 KVA - trifásico	427	5.457	5.884	438	5.611	6.049	451	5.849	6.300	473	6.069	6.542
		Poste - 75 KVA - trifásico - biposte	427	5.978	6.404	438	6.147	6.585	451	6.408	6.858	473	6.648	7.121
		Plataforma - 50 KVA - monofásico	415	4.961	5.377	427	5.101	5.528	439	5.318	5.757	461	5.518	5.979
Distribución BT	Líneas aéreas BT	Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PM	5.740	12.399	18.138	5.896	12.749	18.645	6.062	13.290	19.353	6.365	13.789	20.154
		Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	4.157	7.786	11.943	4.270	8.006	12.276	4.391	8.346	12.737	4.610	8.659	13.269
		Bifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	5.740	12.817	18.557	5.896	13.179	19.075	6.062	13.739	19.801	6.365	14.255	20.619
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	5.740	13.096	18.836	5.896	13.466	19.362	6.062	14.038	20.100	6.365	14.565	20.930
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PH°	5.935	10.508	16.444	6.097	10.805	16.902	6.269	11.264	17.533	6.582	11.687	18.269
	Línea subterránea BT	Bifásica - XLPE AL 1/0 AWG	25.875	13.263	39.138	26.579	13.638	40.216	27.329	14.217	41.545	28.692	14.751	43.442
		Trifásica - XLPE AL 1/0 AWG	26.291	16.148	42.439	27.006	16.604	43.610	27.768	17.310	45.078	29.153	17.960	47.113
		Trifásica - XLPE AL 4/0 AWG	26.861	18.875	45.736	27.592	19.408	47.000	28.371	20.232	48.603	29.786	20.992	50.778
		Trifásica - XLPE AL 350 MCM	27.397	28.153	55.550	28.142	28.948	57.091	28.936	30.178	59.114	30.380	31.311	61.691

VI.3. Comparación de activos

Tabla 5.a. Comparación de costos Perú y México con ENSA

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos ENSA		
			2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2017 (Balboas)	2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2017 (Balboas)	2015 (Balboas)	2017 (Balboas)	Obs.
Transm.	LAT 115 kV	Trifásico - ACSR 266 PH° - Urbana											
		Trifásico - ACSR 477 PH° - Urbana					305.750	314.282	326.139	339713			
		Trifásico - ACSR 795 PH° - Urbana											
		Trifásico - ACSR 266 PM - Rural											
		Trifásico - ACSR 477 PM - Rural											
Distribución MT	Líneas aéreas de 34,5 kV	Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PH° - Urbana	24.313	25.005	25.715	25.888	44.511	45.757	47.530	49.466		35.990,00 ¹	(¹) Línea compacta
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	15.811	16.274	16.750	16.879	25.279	25.987	27.006	28.095			
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	14.618	15.050	15.494	15.617	24.988	25.688	26.694	27.772			
		Trifásico AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	14.339	14.761	15.195	15.313					18.199,05	41.713,42 ²	(²) Obra particular
		Monofásica AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	9.685	9.974	10.271	10.357							
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	10.369	10.674	10.988	11.074	16.109	16.560	17.192	17.901			
		Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PM - Rural											
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PM - Rural											
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural											
		Trifásico AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural											
		Monofásica AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural											
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural					9.324	9.584	9.949	10.360	10.784,47 ³		(³) Promedio
		Trifásico AWG 266 - PH° - Preensamblado											
		Trifásico AWG 4/0 - PH° - Preensamblado											
		Trifásico AWG 1/0 - PH° - Preensamblado											
	Trifásico AWG 266 - PM - Preensamblado												
	Trifásico AWG 4/0 - PM - Preensamblado												
	Trifásico AWG 1/0 - PM - Preensamblado												
	Línea subterránea de 34,5 kV	Trifásica 1/0 AWG-AL-XLP					51.231	52.671	54.806	56.955			
		Trifásica 4/0 AWG-AL-XLP											
		Trifásica 500 MCM -AL-XLP											
		Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP					22.369	22.998	23.938	24.870			
Monofásica 4/0 AWG-AL-XLP													
Trifásica 1/0 AWG-Cu-XLP											96.510,00		
Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP													
Trifásica 500 MCM -Cu-XLP											128.820,00		
Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP											32.170,00		
Monofásica 4/0 AWG-Cu-XLP													

Tabla 5. b. Comparación de costos Perú y México con ENSA

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos ENSA		
			2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2015	2017	Obs.
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	
Distribución MT	Líneas aéreas de 13,8 kV	Trifásico AAC 477+ N 266 - PH ^o - Urbana	20.247	20.829	21.426	21.577	25.670	26.389	27.423	28.530	48.919,85 ⁴		(⁴) Promedio
		Trifásico AAC 266+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	14.300	14.722	15.156	15.276	22.903	23.544	24.459	25.453			
		Trifásico AAC 4/0+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	13.083	13.472	13.873	13.987	20.958	21.544	22.375	23.290			
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	10.702	11.026	11.361	11.463	20.584	21.160	21.973	22.874	39.895,54 ⁴		
		Monofásica AAC 4/0+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	8.702	8.963	9.233	9.312	15.717	16.156	16.772	17.465			
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PH ^o - Urb.	7.741	7.976	8.219	8.292	15.593	16.028	16.638	17.326	43.433,93 ⁴	33.914,07 ⁵	(⁵) Obra particular
		Trifásico ACSR 477+ N 266 - PM - Rural	19.351	19.909	20.483	20.629	31.178	32.048	33.264	34.642			
		Trifásico ACSR 266+ N 1/0 - PM - Rural	13.405	13.803	14.212	14.328	22.687	23.320	24.196	25.206			
		Trifásico ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	12.187	12.552	12.929	13.039	17.370	17.854	18.509	19.296			
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	9.806	10.107	10.418	10.515	10.240	10.526	10.926	11.378			
		Monofásica ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	7.681	7.915	8.157	8.231	12.165	12.503	12.959	13.512			
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	6.720	6.928	7.143	7.211	9.511	9.777	10.148	10.568			
		Trifásico AAC 266 - PH ^o - Preensamblado	32.648	33.561	34.496	34.707	30.645	31.504	32.747	34.062			
		Trifásico AAC 4/0 - PH ^o - Preensamblado	30.810	31.674	32.559	32.761	28.833	29.640	30.804	32.045			
		Trifásico AAC 1/0 - PH ^o - Preensamblado	25.892	26.624	27.374	27.552							
		Trifásico AAC 266 - PM - Preensamblado	31.580	32.465	33.370	33.577	34.210	35.170	36.570	38.027			
	Trifásico AAC 4/0 - PM - Preensamblado	29.742	30.578	31.434	31.631	28.455	29.252	30.402	31.626				
	Trifásico AAC 1/0 - PM - Preensamblado	24.824	25.527	26.249	26.421								
	Línea subterránea de 13,8 kV	Trifásica 1/0 AWG-AL-XLP											
		Trifásica 4/0 AWG-AL-XLP					43.844	45.074	46.872	48.736			
		Trifásica 500 MCM -AL-XLP											
		Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP					17.360	17.848	18.568	19.299			
		Monofásica 4/0 AWG-AL-XLP											
		Trifásica 1/0 AWG-Cu-XLP	114.122	117.702	121.409	122.640							
		Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP	150.336	154.880	159.570	160.974	131.531	135.222	140.616	146.208		57.710,00	
		Trifásica 500 MCM -Cu-XLP	193.148	198.832	204.684	206.293					425.711,48	93.120,00	
		Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP	100.556	103.774	107.114	108.279	52.079	53.543	55.705	57.897	185.165,48 ⁶		(⁶) Prom. Cu 2/0
	Monofásica 4/0 AWG-Cu-XLP	125.107	128.979	132.984	134.267					263.932,97 ⁴	19.230,00		
Centros de transform. 34,5 kV/BT	Poste - 10 KVA - monofásico					3.700	3.804	3.960	4.114				
	Poste - 15 KVA - monofásico					4.734	4.868	5.068	5.264				
	Poste - 25 KVA - monofásico					5.309	5.459	5.685	5.904	2.213,64			
	Poste - 50 KVA - monofásico					7.043	7.242	7.543	7.832	2.510,55			
	Poste - 75 KVA - monofásico					7.217	7.421	7.730	8.025				
	Poste - 15 KVA - trifásico					8.278	8.511	8.866	9.205				
	Poste - 25 KVA - trifásico					9.568	9.837	10.249	10.639				
	Poste - 50KVA - trifásico					10.457	10.752	11.203	11.629				

Tabla 5.c. Comparación de costos Perú y México con ENSA

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos ENSA		
			2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2015	2017	Obs.
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	
Distribución MT	Centros de transform. 34,5 kV/BT	Poste - 75 KVA - trifásico - biposte											
		Plataforma - 50 KVA - monofásico											
		Plataforma - 100 KVA - monofásico											
		Plataforma - 167 KVA - monofásico											
		Plataforma - 150 KVA - trifásico											
		Plataforma - 300 KVA - trifásico											
		Plataforma - 500 KVA - trifásico											
		Plataforma - 750 KVA - trifásico											
	Centros de transform. 13,8 kV/BT	Poste - 10 KVA - monofásico	2.329	2.394	2.461	2.477	2.093	2.151	2.237	2.326	4.398,93		
		Poste - 15 KVA - monofásico	2.626	2.699	2.774	2.791	2.808	2.887	3.003	3.121	3.898,78 ⁷	(⁷) Promedio	
		Poste - 25 KVA - monofásico	3.089	3.174	3.262	3.281	3.497	3.595	3.742	3.888	3.687,01 ⁷		
		Poste - 50 KVA - monofásico	3.920	4.027	4.137	4.160	5.377	5.528	5.757	5.979	4.497,85 ⁷		
		Poste - 75 KVA - monofásico	4.545	4.669	4.796	4.822	5.881	6.046	6.297	6.539			
		Poste - 15 KVA - trifásico	4.090	4.203	4.318	4.343	3.576	3.676	3.826	3.975			
		Poste - 25KVA - trifásico	4.812	4.944	5.079	5.107	5.590	5.747	5.985	6.216	5.656,31		
		Poste - 50 KVA - trifásico	5.448	5.597	5.749	5.780	5.884	6.049	6.300	6.542			
		Poste - 75 KVA - trifásico - biposte	8.450	8.680	8.915	8.962	6.404	6.585	6.858	7.121			
		Plataforma - 50 KVA - monofásico	6.515	6.693	6.876	6.913	5.377	5.528	5.757	5.979			
		Plataforma - 100 KVA - monofásico											
		Plataforma - 167 KVA - monofásico											
Plataforma - 150 KVA - trifásico	30.070	30.943	31.840	32.076									
Plataforma - 300 KVA - trifásico	36.127	37.161	38.223	38.488						115.409,69			
Plataforma - 500 KVA - trifásico	45.180	46.455	47.763	48.071									
Plataforma - 750 KVA - trifásico	47.088	48.414	49.773	50.090									
Distribución BT	Líneas aéreas BT	Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PM	7.092	7.310	7.534	7.604	18.138	18.645	19.353	20.154			
		Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PH ^o	8.122	8.367	8.619	8.694	11.943	12.276	12.737	13.269	16.812,85		
		Bifásico - 1/0 AWG ACSR - PM					18.557	19.075	19.801	20.619			
		Bifásico - 1/0 AWG ACSR - PH ^o											
		Bifásico - 4/0 AWG ACSR - PH ^o											
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	8.586	8.849	9.120	9.204	18.836	19.362	20.100	20.930			
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PH ^o	9.481	9.768	10.063	10.152	16.444	16.902	17.533	18.269			
		Trifásico - 4/0 AWG ACSR - PH ^o	12.302	12.665	13.038	13.141							
		Preens. - Monofásico - N° 2 AWG -AAC PH ^o	7.169	7.382	602	7.665							
		Preens. - Monofásico - 1/0 AWG - AAC PH ^o	7.951	8.187	8.430	8.499					27.642,64 ⁸	4.910,00	(⁸) Promedio, poste FV
		Preens. - Monofásico - 4/0 AWG - AAC PH ^o	14.028	14.427	14.835	14.933							
		Preens. - Trifásico - 1/0 AWG - AAC PH ^o	10.600	10.907	11.222	11.304							

Tabla 5. d. Comparación de costos Perú y México con ENSA

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos ENSA		
			2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2017 (Balboas)	2017 (Balboas)	2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2017 (Balboas)	2015 (Balboas)	2017 (Balboas)	Obs.
Distribución BT	Líneas aéreas BT	Preensamblado - Trifásico - 4/0 AWG - AAC PH°	17.310	17.795	18.293	18.406							
		Preens. - Trifásico - 3x1/0+2xN° 4 AP - AAC PH°											
		Preens. - Trifásico - 3x4/0+2xN° 4 AP - AAC PH°											
	Línea subterránea BT	Bifásica - XLPE AL N° 2 AWG											
		Bifásica - XLPE AL 1/0 AWG					39.138	40.216	41.545	43.442			
		Bifásica - XLPE AL 1/4 AWG											
		Trifásica - XLPE AL 1/0 AWG					42.439	43.610	45.078	47.113			
		Trifásica - XLPE AL 4/0 AWG					45.736	47.000	48.603	50.778	84.902,87		
		Trifásica - XLPE AL 350 MCM					55.550	57.091	59.114	61.691			
		Trifásica - XLPE AL 500 MCM										16.570,00	
		Bifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	77,560	80,096	82,733	83,701							
		Bifásica - XLPE Cu 1/4 AWG	96,090	99,120	102,260	103,316							
		Trifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	85,445	88,204	91,071	92,093							
Trifásica - XLPE Cu 4/0 AWG	113,176	116,675	120,293	121,449					237.160,7 ⁹	32.440,00	(⁹) Promedio		

Las tablas 5.a-d se detallan los costos de Perú y México con los costos de ENSA. Los costos de ENSA para el 2015 fueron obtenidos del archivo *CC-01 ENSA 2015.xls*. Los resultados observados como *promedio* resultan de realizar la media aritmética ponderada por la longitud de los proyectos con características similares (tipo de conductor, vanos entre 30 a 40 mts, tipo de estructura). Los costos de ENSA para el 2017 para las líneas de transmisión fueron extraídos del archivo *LINEAS MT BT.xlsx* y para las subestaciones eléctricas del archivo *SUBESTACIONES MT BT.xlsx*. Para el caso de los costos de líneas aéreas para el 2017, por los valores observados podría deducirse que no están tenidos en cuenta los soportes de las mismas, por lo cual los valores obtenidos resultan inferiores a los obtenidos para el año 2015. Para el caso de los costos de líneas subterráneas para el 2017, se observan una marcada diferencia respecto de los resultados observados para el 2015.

Tabla 6.a. Comparación de costos Perú y México con EDEMET - EDECHI

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos EDEMET - EDECHI		
			2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2014	2018	Identificación
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	
Transm.	LAT 115 kV	Trifásico - ACSR 266 PH° - Urbana											
		Trifásico - ACSR 477 PH° - Urbana					305.750	314.282	326.139	339713			
		Trifásico - ACSR 795 PH° - Urbana											
		Trifásico - ACSR 266 PM - Rural											
		Trifásico - ACSR 477 PM - Rural											
Distribución MT	Líneas aéreas de 34,5 kV	Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PH° - Urb.	24.313	25.005	25.715	25.888	44.511	45.757	47.530	49.466	67.753,49	93.512,00 ¹	(¹) LAMT345T1HOO477
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb.	15.811	16.274	16.750	16.879	25.279	25.987	27.006	28.095			
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	14.618	15.050	15.494	15.617	24.988	25.688	26.694	27.772			
		Trifásico AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urbana	14.339	14.761	15.195	15.313					43.338,57	44.510,63 ²	(²) LAMT345T1HOAS1/0
		Monofásica AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb.	9.685	9.974	10.271	10.357							
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PH° - Urb.	10.369	10.674	10.988	11.074	16.109	16.560	17.192	17.901	19.808,28	29.674,46 ³	(³) LAMT345M1H0AS1/0
		Trifásico AWG 477+ N 266 - ACSR PM - Rural											
		Trifásico AWG 266+ N 1/0 - ACSR PM - Rural											
		Trifásico AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural											
		Trifásico AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rural											
		Monofásica AWG 4/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rur											
		Monofásica AWG 1/0+ N 1/0 - ACSR PM - Rur.					9.324	9.584	9.949	10.360			
		Trifásico AWG 266 - PH° - Preensablado											
		Trifásico AWG 4/0 - PH° - Preensablado											
		Trifásico AWG 1/0 - PH° - Preensablado											
		Trifásico AWG 266 - PM - Preensablado											
		Trifásico AWG 4/0 - PM - Preensablado											
	Trifásico AWG 1/0 - PM - Preensablado												
	Línea subterránea de 34,5 kV	Trifásica 1/0 AWG-AL-XLP					51.231	52.671	54.806	56.955			
		Trifásica 4/0 AWG-AL-XLP									59.654,15	205.724,37 ⁴	(⁴) LSMT345TLAAL4/0
		Trifásica 500 MCM -AL-XLP									46.787,58		
		Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP					22.369	22.998	23.938	24.870	37.263,65	143.732,47 ⁵	(⁵) LSMT345MLAAL1/0
		Monofásica 4/0 AWG-AL-XLP											
Trifásica 1/0 AWG-Cu-XLP													
Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP										59.240,00			
Trifásica 500 MCM -Cu-XLP										154.743,16	214.795,16 ⁶	(⁶) LSMT345TLACU500	
Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP													
Monofásica 4/0 AWG-Cu-XLP													

Tabla 6.b. Comparación de costos Perú y México con EDEMET - EDECHI

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos EDEMET - EDECHI		
			2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2017 (Balboas)	2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2017 (Balboas)	2014 (Balboas)	2018 (Balboas)	Identificación
Distribución MT	Líneas aéreas de 13,8 kV	Trifásico AAC 477+ N 266 - PH ^o - Urbana	20.247	20.829	21.426	21.577	25.670	26.389	27.423	28.530			
		Trifásico AAC 266+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	14.300	14.722	15.156	15.276	22.903	23.544	24.459	25.453			
		Trifásico AAC 4/0+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	13.083	13.472	13.873	13.987	20.958	21.544	22.375	23.290			
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	10.702	11.026	11.361	11.463	20.584	21.160	21.973	22.874	17.958,87	39.106,98 ¹	(¹) LAMT138T1HOAS1/0
		Monofásica AAC 4/0+ N 1/0 - PH ^o - Urbana	8.702	8.963	9.233	9.312	15.717	16.156	16.772	17.465			
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PH ^o - Urb.	7.741	7.976	8.219	8.292	15.593	16.028	16.638	17.326	5.103,46	27.887,65 ²	(²) LAMT138M1HOAS1/0
		Trifásico ACSR 477+ N 266 - PM - Rural	19.351	19.909	20.483	20.629	31.178	32.048	33.264	34.642	170.338,18		
		Trifásico ACSR 266+ N 1/0 - PM - Rural	13.405	13.803	14.212	14.328	22.687	23.320	24.196	25.206	52.776,12		
		Trifásico ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	12.187	12.552	12.929	13.039	17.370	17.854	18.509	19.296			
		Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	9.806	10.107	10.418	10.515	10.240	10.526	10.926	11.378			
		Monofásica ACSR 4/0+ N 1/0 - PM - Rural	7.681	7.915	8.157	8.231	12.165	12.503	12.959	13.512			
		Monofásica ACSR 1/0+ N 1/0 - PM - Rural	6.720	6.928	7.143	7.211	9.511	9.777	10.148	10.568			
		Trifásico AAC 266 - PH ^o - Preensamblado	32.648	33.561	34.496	34.707	30.645	31.504	32.747	34.062			
		Trifásico AAC 4/0 - PH ^o - Preensamblado	30.810	31.674	32.559	32.761	28.833	29.640	30.804	32.045			
		Trifásico AAC 1/0 - PH ^o - Preensamblado	25.892	26.624	27.374	27.552					80.045,86		
		Trifásico AAC 266 - PM - Preensamblado	31.580	32.465	33.370	33.577	34.210	35.170	36.570	38.027			
		Trifásico AAC 4/0 - PM - Preensamblado	29.742	30.578	31.434	31.631	28.455	29.252	30.402	31.626			
		Trifásico AAC 1/0 - PM - Preensamblado	24.824	25.527	26.249	26.421							
		Línea subterránea de 13,8 kV	Trifásica 1/0 AWG-AL-XLP									122.977,83	
	Trifásica 4/0 AWG-AL-XLP						43.844	45.074	46.872	48.736	130.276,16	177.993,32 ³	(³) LSMT138TLAAL4/0
	Trifásica 500 MCM -AL-XLP										174.265,62		
	Monofásica 1/0 AWG-AL-XLP						17.360	17.848	18.568	19.299	60.722,24		
	Monofásica 4/0 AWG-AL-XLP												
	Trifásica 1/0 AWG-Cu-XLP		114.122	117.702	121.409	122.640							
	Trifásica 4/0 AWG-Cu-XLP		150.336	154.880	159.570	160.974	131.531	135.222	140.616	146.208	170.964,40		
	Trifásica 500 MCM -Cu-XLP		193.148	198.832	204.684	206.293					298.958,77	321.611,00 ⁴	(⁴) LSMT138TLACU500
	Monofásica 1/0 AWG-Cu-XLP		100.556	103.774	107.114	108.279	52.079	53.543	55.705	57.897			
	Monofásica 4/0 AWG-Cu-XLP	125.107	128.979	132.984	134.267								
	Centros de transformación 34,5 kV/BT	Poste - 10 KVA - monofásico					3.700	3.804	3.960	4.114	2.810,50	3.436,28 ⁵	(⁵) TRMB345M0010IP
		Poste - 15 KVA - monofásico					4.734	4.868	5.068	5.264			
		Poste - 25 KVA - monofásico					5.309	5.459	5.685	5.904	2.978,91	2.957,62 ⁶	(⁶) TRMB345M0025IP
		Poste - 50 KVA - monofásico					7.043	7.242	7.543	7.832	3.957,17	3.570,05 ⁷	(⁷) TRMB345M0050IP
		Poste - 75 KVA - monofásico					7.217	7.421	7.730	8.025	4.345,00		
Poste - 15 KVA - trifásico						8.278	8.511	8.866	9.205				
Poste - 25 KVA - trifásico						9.568	9.837	10.249	10.639				
Poste - 50KVA - trifásico					10.457	10.752	11.203	11.629					

Tabla 6.c. Comparación de costos Perú y México con EDEMET - EDECHI

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos EDEMET - EDECHI		
			2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016	2017	2014	2018	Identificación
			(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	(Balboas)	
Distribución MT	Centros de transform. 34,5 kV/BT	Poste - 75 KVA - trifásico - biposte											
		Plataforma - 50 KVA - monofásico									11.521,44	8.110,77 ¹	(¹) TRMB345M0050IG
		Plataforma - 100 KVA - monofásico									11.491,57		
		Plataforma - 167 KVA - monofásico									16.346,01		
		Plataforma - 150 KVA - trifásico									20.758,10	25.407,42 ²	(²) TRMB345T0150IG
		Plataforma - 300 KVA - trifásico									27.656,58	19.897,96 ³	(³) TRMB345T0300IG
		Plataforma - 500 KVA - trifásico									28.760,08	27.915,90 ⁴	(⁴) TRMB345T0500IG
	Plataforma - 750 KVA - trifásico									41.155,47			
	Centros de transformación 13,8 kV/BT	Poste - 10 KVA - monofásico	2.329	2.394	2.461	2.477	2.093	2.151	2.237	2.326	1.840,14		
		Poste - 15 KVA - monofásico	2.626	2.699	2.774	2.791	2.808	2.887	3.003	3.121	1.522,23		
		Poste - 25 KVA - monofásico	3.089	3.174	3.262	3.281	3.497	3.595	3.742	3.888	2.130,03	2.664,81 ⁵	(⁵) TRMB138M0025IP
		Poste - 50 KVA - monofásico	3.920	4.027	4.137	4.160	5.377	5.528	5.757	5.979	3.525,39	3.307,33 ⁶	(⁶) TRMB138M0050IP
		Poste - 75 KVA - monofásico	4.545	4.669	4.796	4.822	5.881	6.046	6.297	6.539	4.085,49	4.560,15 ⁷	(⁷) TRMB138M0075IP
		Poste - 15 KVA - trifásico	4.090	4.203	4.318	4.343	3.576	3.676	3.826	3.975			
		Poste - 25KVA - trifásico	4.812	4.944	5.079	5.107	5.590	5.747	5.985	6.216			
		Poste - 50 KVA - trifásico	5.448	5.597	5.749	5.780	5.884	6.049	6.300	6.542			
		Poste - 75 KVA - trifásico - biposte	8.450	8.680	8.915	8.962	6.404	6.585	6.858	7.121			
		Plataforma - 50 KVA - monofásico	6.515	6.693	6.876	6.913	5.377	5.528	5.757	5.979	6.050,80		
		Plataforma - 100 KVA - monofásico									6.586,63		
		Plataforma - 167 KVA - monofásico									13.114,29		
Plataforma - 150 KVA - trifásico		30.070	30.943	31.840	32.076					15.516,38	16.226,63 ⁸	(⁸) TRMB138T0150IG	
Plataforma - 300 KVA - trifásico	36.127	37.161	38.223	38.488					23.530,40	18.088,44 ⁹	(⁹) TRMB138T0300IG		
Plataforma - 500 KVA - trifásico	45.180	46.455	47.763	48.071					28.349,74	13.094,54 ¹⁰	(¹⁰) TRMB138T0500IG		
Plataforma - 750 KVA - trifásico	47.088	48.414	49.773	50.090					37.462,39	28.730,93 ¹¹	(¹¹) TRMB138T0750IG		
Distribución BT	Líneas aéreas BT	Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PM	7.092	7.310	7.534	7.604	18.138	18.645	19.353	20.154			
		Monofásico - 1/0 AWG ACSR - PH ^o	8.122	8.367	8.619	8.694	11.943	12.276	12.737	13.269		24.311,06 ¹²	(¹²) LABTM1HO3AL1/0
		Bifásico - 1/0 AWG ACSR - PM					18.557	19.075	19.801	20.619			
		Bifásico - 1/0 AWG ACSR - PH ^o											
		Bifásico - 4/0 AWG ACSR - PH ^o											
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PM	8.586	8.849	9.120	9.204	18.836	19.362	20.100	20.930			
		Trifásico - 1/0 AWG ACSR - PH ^o	9.481	9.768	10.063	10.152	16.444	16.902	17.533	18.269			
		Trifásico - 4/0 AWG ACSR - PH ^o	12.302	12.665	13.038	13.141							
		Preens. - Monofásico - N° 2 AWG -AAC PH ^o	7.169	7.382	602	7.665							
		Preens. - Monofásico - 1/0 AWG - AAC PH ^o	7.951	8.187	8.430	8.499							
		Preens. - Monofásico - 4/0 AWG - AAC PH ^o	14.028	14.427	14.835	14.933							
Preens. - Trifásico - 1/0 AWG - AAC PH ^o	10.600	10.907	11.222	11.304									

Tabla 6.d. Comparación de costos Perú y México con EDEMET - EDECHI

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos México				Costos EDEMET - EDECHI		
			2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2017 (Balboas)	2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2017 (Balboas)	2014 (Balboas)	2018 (Balboas)	Identificación
Distribución BT	Líneas aéreas BT	Preens. - Trifásico - 4/0 AWG - AAC PH ^o	17.310	17.795	18.293	18.406							
		Preens. - Trifásico - 3x1/0+2xN ^o 4 AP - AAC PH ^o											
		Preens. - Trifásico - 3x4/0+2xN ^o 4 AP - AAC PH ^o											
	Línea subterránea BT	Bifásica - XLPE AL N ^o 2 AWG											
		Bifásica - XLPE AL 1/0 AWG					39.138	40.216	41.545	43.442			
		Bifásica - XLPE AL 1/4 AWG											
		Trifásica - XLPE AL 1/0 AWG					42.439	43.610	45.078	47.113	34.863,44		
		Trifásica - XLPE AL 4/0 AWG					45.736	47.000	48.603	50.778	41.037,40		
		Trifásica - XLPE AL 350 MCM					55.550	57.091	59.114	61.691			
		Trifásica - XLPE AL 500 MCM									47.404,37	133.016,72 ¹	(¹) LSBTT1AL500
		Bifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	77,560	80,096	82,733	83,701							
		Bifásica - XLPE Cu 1/4 AWG	96,090	99,120	102,260	103,316							
		Trifásica - XLPE Cu 1/0 AWG	85,445	88,204	91,071	92,093							
Trifásica - XLPE Cu 4/0 AWG	113,176	116,675	120,293	121,449									

Tabla 6.e. Comparación de costos Perú con EDEMET - EDECHI

Línea de Negocio	Cuentas	Instalación	Costos Perú				Costos EDEMET			Costos EDECHI		
			2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2017 (Balboas)	2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)	2014 (Balboas)	2015 (Balboas)	2016 (Balboas)
Comercial	Medidores	BT para Tarifas BTS -1F	17,58	18,21	18,76	18,93	64,28	58,16	61,91	43,35	46,04	49,64
		BT para Tarifas BTS -2F	50,76	52,59	54,18	54,65						
		BT para Tarifas BTS -3F	54,64	56,60	58,31	58,83						
		BT para Tarifa BTB (Digital) - 1F	175,29	181,59	186,60	187,68						
		BT para Tarifa BTB (Digital) - 3F	360,32	373,28	383,56	385,79						
		BT con Transformadores de intensidad - 1F										
		BT con Transformadores de intensidad - 3F					808,44	948,82	948,82	673,70	881,92	945,79
		MT										
		AT										

Las tablas 6.a-e se detallan los costos de Perú y México con los costos de EDEMET y EDECHI. Los datos para el 2018 fueron obtenidos del archivo *Costos Medios EDEMET-EDECHI 2018.xlsx*. Adicionalmente, se agregaron las nomenclaturas de identificación de las instalaciones correspondientes.

VI.4. Conformación de costos internacionales - Información de base Perú – Año 2013

Tasa de cambio promedio 2013: 2.7019 NS/USD

- Instalación: **Línea aérea 13.8kV - Trifásico ACC 477+ N266 - PH° - Urbana**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x240 mm2 (ESTRUCTURA DE CONCRETO)	PUESTA A TIERRA TIPO ENVOLVENTE	Jgo.	10	738	258
	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 240 mm2	km.	3,105	3,074	9,452
	ALINEAMIENTO 3 FASES CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	7	1,869	2,191
	CAMBIO DE DIRECCION 3 FASES CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	1	288	369
	FIN DE LINEA 3 FASES CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	2	576	1,030
	RETENIDA SIMPLE	Jgo.	9	996	602
CONDUCTOR NEUTRO DE AA O SIMIL. 1x95 mm2 (SIN ESTRUCTURA O RED COMPARTIDA)	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 95 mm2	km.	1,035	1,025	1,205
	AISLADORES Y ACCESORIOS NEUTRO MT	Jgo.	10	66	58
SUBTOTAL (USD)				8,631	15,165
SUBTOTAL (NS)				23,321	40,974
TOTAL (NS)				64,294	

- Instalación: **Línea aérea 13.8kV - Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Urbana**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x50 mm2 (ESTRUCTURA DE CONCRETO)	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 50 mm2	km.	3,105	1,486	2,191
	ALINEAMIENTO 1 FASE CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	7	229	369
	CAMBIO DE DIRECCION 1 FASE CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	1	458	1,030
	FIN DE LINEA 1 FASE CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	2	264	201
	RETENIDA SIMPLE	Jgo.	3	586	258
	PUESTA A TIERRA TIPO ENVOLVENTE	Jgo.	10	815	509
CONDUCTOR NEUTRO DE AA O SIMIL. 1x50 mm2 (SIN ESTRUCTURA O RED COMPARTIDA)	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 50 mm2	km.	1,035	53	58
	AISLADORES Y ACCESORIOS NEUTRO MT	Jgo.	10	1,486	2,191
SUBTOTAL (USD)				6,334	6,141
SUBTOTAL (NS)				17,114	16,592
TOTAL (NS)				33,706	

- Instalación: **Línea aérea 13.8kV - Trifásico ACC 477+ N266 - PH° - Rural**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x240 mm2 (ESTRUCTURA DE MADERA)	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 240 mm2	km.	3,105	3,009	9,452
	ALINEAMIENTO 3 FASES CON POSTE DE MADERA	Jgo.	7	1,829	1,636

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
	CAMBIO DE DIRECCION 3 FASES CON POSTE DE MADERA	Jgo.	1	282	282
	FIN DE LINEA 3 FASES CON POSTE DE MADERA	Jgo.	2	564	794
	RETENIDA SIMPLE	Jgo.	9	975	602
	PUESTA A TIERRA TIPO ENVOLVENTE	Jgo.	10	722	258
CONDUCTOR NEUTRO DE AA O SIMIL. 1x95 mm2 (SIN ESTRUCTURA O RED COMPARTIDA)	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 95 mm2	km.	1,035	1,003	1,205
	AISLADORES Y ACCESORIOS NEUTRO MT	Jgo.	10	65	58
SUBTOTAL (USD)				8,449	14,287
SUBTOTAL (NS)				22,828	38,602
TOTAL (NS)				61,429	

- Instalación: **Línea aérea 13.8kV - Trifásico ACSR 1/0+ N 1/0 - PH° - Rural**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x50 mm2 (ESTRUCTURA DE MADERA)	RETENIDA SIMPLE	Jgo.	3	256	201
	PUESTA A TIERRA TIPO ENVOLVENTE	Jgo.	10	570	258
	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 50 mm2	km.	3,105	2,373	1,526
	ALINEAMIENTO 3 FASES CON POSTE DE MADERA	Jgo.	7	1,443	1,636
	CAMBIO DE DIRECCION 3 FASES CON POSTE DE MADERA	Jgo.	1	222	282
	FIN DE LINEA 3 FASES CON POSTE DE MADERA	Jgo.	2	445	794
CONDUCTOR NEUTRO DE AA O SIMIL. 1x50 mm2 (SIN ESTRUCTURA O RED COMPARTIDA)	CONDUCTOR DE AA O SIMIL. DE 50 mm2	km.	1,035	791	509
	AISLADORES Y ACCESORIOS NEUTRO MT	Jgo.	10	51	58
SUBTOTAL (USD)				6,152	5,263
SUBTOTAL (NS)				16,621	14,220
TOTAL (NS)				30,841	

- Instalación: **Línea subterránea 13.8kV - Trifásica 500 MCM -Cu-XLP**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
RED SUBTERRANEA CABLE N2XSY 3-1x240 mm2	CABLE N2XSY UNIPOLAR DE 240 mm2	km.	3,105	8,192	113,721
	TERMINAL EXTERIOR PARA N2XSY, 3-1x240 mm2	Jgo.	2	269	640
	TERMINAL INTERIOR PARA N2XSY, 3-1x240 mm2	Jgo.	4	538	1,192
	ZANJEO	m.	1000	25,366	0
	CRUZADA DE 4 VIAS	Jgo.	10	649	707
	ROTURA Y REPARACION DE VEREDAS	Jgo.	900	58,504	11,325
	EMPALME UNIPOLAR, DERECHO PARA N2XSY 240mm2	Jgo.	6	363	2,467
SUBTOTAL (USD)				93,882	130,052
SUBTOTAL (NS)				253,660	351,387
TOTAL (NS)				605,047	

- Instalación: **Centro de Transf. 13.8kV - Poste - 15 KVA - monofásico**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
S.E. AEREA MONOPOSTE 1x15 kVA	ESTRUCTURA DE SUBESTACION MONOPOSTE CON POSTE DE MADERA (MONOFASICO)	Jgo.	1	620	485
	PUESTA A TIERRA CON VARILLA	Jgo.	1	104	31
	TRANSFORMADOR MONOFASICO AEREO CONVENCIONAL DE 15 KVA, 13.2 KV/220 V	Jgo.	1	243	1.703
SUBTOTAL (USD)				967	2,219
SUBTOTAL (NS)				2,613	5,995
TOTAL (NS)				8,608	

- Instalación: **Centro de Transf. 13.8kV - Poste - 50 KVA - trifásico**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
S.E. AEREA MONOPOSTE 50 kVA (3F)	TRANSFORMADOR TRIFASICO AEREO 50 KVA, 13.2 KV/220 V	Jgo.	1	425	4.086
	ESTRUCTURA DE SUBESTACION MONOPOSTE CON POSTE DE MADERA (TRIFASICO)	Jgo.	1	888	771
	PUESTA A TIERRA CON VARILLA	Jgo.	2	299	61
SUBTOTAL (USD)				1,611	4,918
SUBTOTAL (NS)				4,352	13,287
TOTAL (NS)				17,640	

- Instalación: **Línea aérea BT - Preensamblado - Monofásico - N° 2 AWG -AAC PH°**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
RED AEREA SP AUTOPORTANTE DE AL O SIMIL. 2x35 mm2 + portante	RETENIDA SIMPLE	Jgo.	4	154	167
	CAMBIO DE DIRECCION SP PARA RED AUTOPORTANTE CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	2	116	396
	FIN DE LINEA SP PARA RED AUTOPORTANTE CON POSTE DE CONCRETO	Jgo.	2	116	394
	COND. AUTOPORTANTE DE AL O SIMIL. 2x35 mm2+portante	km.	1.04	814	1,646
	ALINEAMIENTO SP PARA RED AUTOPORTANTE CON POSTE DE CONCRETO	Jgo,	10	505	1,670
SUBTOTAL (USD)				1,705	4,273
SUBTOTAL (NS)				4,606	11,546
TOTAL (NS)				16,152	

- Instalación: **Línea subterránea BT - Trifásica - XLPE Cu 1/0 AWG**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
RED AEREA SP AUTOPORTANTE DE AL O SIMIL. 2x35 mm2 + portante	ROTURA Y REPARACION DE VEREDAS	Jgo.	900	26,048	9,631
	CRUZADA DE 4 VIAS	Jgo.	10	321	662
	TERMINAL INTERIOR PARA CABLE NKY BT 50-95 MM2	Jgo.	4	233	363
	EMPALME UNIPOLAR DERECHO, CABLE NY 70 mm2	Jgo.	24	611	225
	TERMINAL EXTERIOR PARA CABLE NKY BT 50-95 MM2	Jgo.	2	116	182
	CABLE NY 1x50 mm2	km.	3,105	3,058	17,574
ZANJEO	Jgo.	1000	6,415	0	
SUBTOTAL (USD)				65,291	30,587
SUBTOTAL (NS)				176,410	82,644
TOTAL (NS)				259,054	

- Instalación: **Alumbrado Público – Luminaria con lámpara y brazo - Vapor de Hg 250 W**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
LUMINARIA CON LAMPARA DE 250 W VAPOR DE Hg	LUMINARIA CON LAMPARA DE 250 W VAPOR DE Hg, PASTORAL METALICO SIMPLE DE 3.2m X 1.5" DE DIAMETRO	Jgo.	1	7	168
SUBTOTAL (USD)				7	168
SUBTOTAL (NS)				19	455
TOTAL (NS)				474	

- Instalación: **Alumbrado Público – Luminaria con lámpara y brazo - Vapor de Na 250 W**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
LUMINARIA CON LAMPARA DE 250 W VAPOR DE SODIO	LUMINARIA CON LAMPARA DE 250 W VAPOR DE SODIO, PASTORAL METALICO SIMPLE DE 3.2m X 1.5" DE DIAMETRO	Jgo.	1	61	213
SUBTOTAL (USD)				61	213
SUBTOTAL (NS)				165	577
TOTAL (NS)				741	

- Instalación: **Medidores - BT para Tarifas BTS -1F**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
	Medidor Monofásico, Electrónico Simple Medición, 3 hilos, 220V, 5/60A	Un	1	5.1	10.3
SUBTOTAL (USD)				5.1	10.3
SUBTOTAL (NS)				13.8	27.7
TOTAL (NS)				41.5	

- Instalación: **Medidores - BT para Tarifas BTS -3F**

Conformación del Costo:

Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	Mano de obra	Materiales
				(USD)	(USD)
	Medidor Trifásico, Electrónico Simple Medición, 4 hilos, 380/220V, 15/100A	Un	1	15.9	31.9
SUBTOTAL (USD)				15.9	31.9
SUBTOTAL (NS)				43	86.1
TOTAL (NS)				129.1	

ANEXO VII. AUDITORÍA DE OBRAS SELECCIONADAS

Análisis de costos de obras seleccionadas

La ASERP solicitó información de una cantidad de obras realizadas por las empresas a fin de ser evaluadas con costos internacionales y cotejadas con lo realmente ejecutado por las empresas. En ese sentido, la información entregada responde parcialmente al fin específico.

En general la información disponible se refiere a la obtenida a partir de las planillas CC y/o Planos de “Como construido” y/o Notas de adjudicación a oferentes de los trabajos y/o Notas referidas al proceso licitatorio. Salvo en algún caso aislado, no se han presentado facturas o comprobantes referidos a los ítems mencionados.

Es de destacar que los costos internacionales son valores medios de diversas obras pudiendo obras puntuales diferir de dichos valores medios.

Finalmente, la valuación es realizada para una muestra de las obras solicitadas.

VII.1. Empresas EDEMET y EDECHI

Se evaluaron las siguientes obras:

VII.1.1. Proyecto Altos del María y Santiago - San Antonio

En este proyecto se reemplaza aproximadamente 33 km aéreos de línea monofásica a trifásica donde se colocaron 10.2 km de conductor 266 ACSR y el resto, aproximadamente 23 km en 1/0 ACSR.

Sobre la base de la información disponible, la obra ha sido adjudicada a partir de la siguiente oferta: Por Altos de María B/. 867,007.00.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, el costo aproximado de dichas obras supone un total de B/. 659,504.00, de lo cual se deduce que el costo informado de la adjudicación es aproximadamente un 31% mayor.

VII.1.2. Proyecto Montaje y Puesta en Servicio de las SE Santiago y La Arena

Este proyecto consta de la Obra Civil, Montaje y Puesta en Servicio de la Subestaciones de Santiago y La Arena. En el caso de la SE Santiago se instala un transformador de 25 MVA y en la SE de La Arena se instala un transformador de 50 MVA, ambos en 115 / 34.5 kV.

Sobre la base de la información disponible, las obras han sido adjudicadas a partir de las siguientes ofertas: para la SE Santiago B/. 502,449.34 y para la SE La Arena, B/. 149,645.04 resultando un total de B/. 651,645.38.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, el costo aproximado de dicha obra supone un total de B/. 607,177.61, de lo cual se deduce que el costo informado de la adjudicación es aproximadamente un 7.3% mayor.

VII.1.3. Proyecto Las Tablas, consistente en la construcción de una LAMT de cable forrado en 13.8 kV con una longitud total aproximada de 36 km.

De acuerdo con la información disponible en el archivo *ESTRATEGIA LINEA CANAJAGUA.XLS*, en el punto 2: Análisis de las necesidades de negocio, el monto total del proyecto es de B/. 700,890.76. Adicionalmente en Nota de Adjudicación CODEPA, se informa que a esta empresa le ha sido adjudicada la obra ante la constante ofertada para este concurso la cual es de $K= 1.400$. De acuerdo con esta información, en principio se infiere que el monto total abonado para esta obra sería de aproximadamente B/. 981,247.06.

Adicionalmente, se observa que para este proyecto se detallan 36 km de Línea en la información de complemento a la nota CM 395-18, enviada el 23 de abril del 2018. Sin embargo, en la planilla *CC01* se reportan 20 km por un monto de B/.1,299,506.54.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, el costo aproximado de dicha obra suponiendo 36 km de línea, sería de B/. 936,566, de lo cual se deduce que el costo informado de la licitación es aproximadamente un 5% mayor.

Teniendo en cuenta que, no se tienen constancias de facturas y si se toma el valor monetario y de longitud indicado en las planillas *CC*, valor que debiera registrar el costo real de la obra realizada por la empresa, ***se observa un monto registrado del orden de 2.5 veces mayor que la referencia internacional.***

VII.1.4. Proyecto línea SS.EE. El Torno – Planta potabilizadora Las Mendozas (34.5 KV) con una longitud total aproximada de 23 km

Los datos asociados con este proyecto se han obtenido de la información disponible en el archivo *COND. TÉC. CONTRATACIÓN LAS MENDOZAS*. Se trata de una línea trifásica en cable protegido calibre 266 Al. La postación es en H^oA^o pretensado de 12 m. La longitud total es de 25.5 km. No adjuntaron constancias de su valoración.

El monto total reportado en la planilla *CC* respectiva es de B/.1,238,285.75.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra, sería de B/. 662,662. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas y tomando el valor monetario indicado en las *CC*, valor que debiera registrar el costo real de la obra realizada por la empresa, ***se observa un monto registrado del orden de 86% mayor que la referencia internacional.***

VII.1.5. Proyectos de extensión de redes

Los siguientes proyectos son evaluados sobre la base de la información disponible en las planillas *CC* sin disponer de las características técnicas asociadas con cada obra en particular ni constancias de su valoración.

- a. Línea Subterránea en 34.5 kV (Santiago Mall), de Longitud 3,784 m y un costo de B/. 166,405.57. (201022013120268)

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 148,096. **Se observa un monto facturado del orden de 12% mayor que la referencia internacional.**

- b. LMT en 34.5 kV Comunidad Fortuna. Longitud 7,406 m y un costo de B/. 182,742.59. (301012013120585)

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 180,737. **Se observa un monto facturado del orden de 1% mayor que la referencia internacional.**

- c. Línea subterránea BT Hacienda Los Molinos la Tranca. Longitud 3,396 m y un costo de B/. 143,378.03. (301012013090190)

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 138,654. **Se observa un monto facturado del orden de 3.5% mayor que la referencia internacional.**

Para estos 3 casos, no se tienen constancias de facturas de tal manera que, tomando el valor monetario indicado en las CC, valor que debiera registrar el costo real de la obra realizada por la empresa, se obtiene la diferencia mencionada. Salvo el inciso a. que presenta una diferencia de un 12% mayor a los costos internacionales, los casos b. y c. no presenta diferencias significativas.

VII.2. Empresa ENSA

VII.2.1. Proyecto electrificación Isla Pedro Gonzalez

Para este proyecto se evalúa la información disponible respecto de la contenida en la planilla CC respectiva. En ese sentido, en el archivo “603-16 (Adjudicación SC-080-2016-SIMEL).PDF” se informa la adjudicación del proyecto por un total de B/. 76,532.82.

Posteriormente en el archivo “INFORME-POBLADO ISLA PEDRO GONZALEZ.PDF” se informa que el proyecto tuvo un costo real de 247,640.92, por lo que se advierte una desviación del orden de 3.2 veces mayor que el presupuesto por el cual se adjudicó la obra.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 154,941. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, se observa un monto facturado del orden de 60% mayor que la referencia internacional.

VII.2.2. Proyecto Vigaducto METRO - CC Los Andes

Se evaluó el proyecto C-1-20-2013-0001-11-10-JL, denominado Vigaducto METRO CC Los Andes, el cual trata de la extensión de línea subterránea en 15 kV de los proyectos Línea 1 del Metro y Centro Comercial Los Andes.

De acuerdo con la información disponible, se trataría de aproximadamente 1,350 m de extensión con cable de potencia de neutro concéntrico N°500 kcmil CU y la construcción de 23 cámaras. El monto por el cual es adjudicada la obra y los costos finales como estructura de cuentas del proyecto, son valores extremadamente disímiles B/. 951,277 y B/. 2,181,842 respectivamente. Adicionalmente, en la planilla CC respectiva, se informa que la obra tiene una longitud de 987 m y un costo total de B/. 2,038,192.96.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, el costo de dicha obra sería aproximadamente de B/. 410,000, de lo cual se deduce que el costo informado en el proceso licitatorio es aproximadamente 2.3 veces mayor. Teniendo en cuenta, que los costos internacionales son valores medios de diversas obras similares, que no se tienen constancias de facturas y tomando el valor monetario indicado en las CC, valor que debiera registrar el costo real de la obra realizada por la empresa, *se observa un monto facturado del orden de 4.9 veces mayor que la referencia internacional.*

VII.2.3. Proyecto 018: Proyectos que reemplazan al proyecto de integración del Darién

Este proyecto consta de 15 sub proyectos (SubPs). Sin embargo, sólo algunos de éstos han sido evaluados en función de la información disponible.

De dicha información se extrae el archivo “*PROYECTO 18.PDF*” desde el cual se transcribe la siguiente tabla que contiene para cada SubP una breve descripción del mismo y el costo asociado en B/. de lo ejecutado.

SUBPROYECTO	PROVINCIA	CORREGIMIENTOS	ZONA	DESCRIPCIÓN	MONTO (B.)	CLIENTES BENEFICIADOS	CABLE PROTEGIDO (km)	RED CONVENCIONAL (km)	RAC	
1	Extensión de cable protegido Agua Fria - Tortí	Panamá/Darién	Tortí/Agua Fria	Rural Concentrada	Extensión trifásica de 31.5 km de nuevo troncal, en cable protegido calibre 477, en 34.5 kV e instalación de recerrador 34.5 kV para mejorar la confiabilidad de más de 2,000 clientes del área de Tortí. Incluye la instalación de 361 luminarias de 250 W.	3,047,941.53	2,156	31.5		1
2	Extensión de cable protegido en Metetí	Darién	Metetí	Rural Concentrada	Extensión trifásica de 1 km en cable protegido 34.5 kV en el ramal que conduce hacia Puerto Quimba, mejorando la confiabilidad del Centro Reintegra y el Hospital de Metetí.	94,637.14	2	1		
3	Extensión de cable protegido en El Común, Yaviza	Darién	Yaviza / Manuel Ortega	Rural Dispersa	Extensión monofásica de 5 km en cable protegido 1/0 de 15 kV para mejorar la confiabilidad de la comunidad El Común, en Yaviza (Darién).	122,105.04	154	5		
4	Extensión de cable protegido en El Nájó	Panamá	Chilbre	Suburbana	Extensión de troncal trifásico de 2.9 km, en cable protegido, calibre 477 - 15 kV, para mejorar la confiabilidad a las comunidades de Buenos Aires, Lucha Franco, Sabanas de Chilbre, Altos de Jelisco y Quebrada El Nájó.	313,640.17	1,304	2.9		
5	Extensión del circuito CL-131 hacia La Cabima	Panamá	Chilbre/Walcalde Díaz	Suburbana	Extensión de nuevo troncal trifásico de 5.7 km, en cable protegido 477-15 kV para mejorar la confiabilidad de los clientes de Cazada Larga, Praderas de San Lorenzo, Urbanización San Lorenzo.	603,397.16	20,025	5.7		
6	Extensión de cable protegido en Torrijos Carter	Panamá	Ernesto Córdoba Campos	Suburbana	Repotenciación de troncal 1/0 desnudo mediante la extensión de 2.1 km de cable protegido trifásico, calibre 477 - 15 kV, para mejorar la confiabilidad a los clientes de los sectores de Torrijos Carter, Nuevo Progreso, El Progreso, Tierra Prometida, Villamaria, Nuevo Gonzalillo. Incluye la instalación de 51 luminarias de 100 W.	378,121.74	5,405	2.1		
7	Extensión de cable protegido en Las Mañanitas	Panamá	Las Mañanitas	Suburbana	Repotenciación de troncal 1/0 desnudo mediante la extensión de 2.1 km de cable protegido trifásico, calibre 477 - 15 kV, para mejorar la confiabilidad a los clientes de Las Mañanitas.	293,408.83	6,800	2.1		
8	Extensión de cable protegido en La Siesta	Panamá	Tocumen	Urbana	Extensión trifásica de 4.2 km en cable protegido 477 de 15 kV en La Siesta e instalación de un recerrador. Este proyecto divide la carga y los clientes de La Siesta, además, de proveer nuevos esquemas de respaldo a través del Centro de Reflexión Nuevo Tocumen.	299,726.09	10,793	4.2		1
9	Extensión 24 de Diciembre - Geehan	Panamá	24 de Diciembre / Pacora	Urbana	Extensión de 10 km de nuevo troncal trifásico 34.5 kV, desde Subestación 24 de Diciembre hasta S/E Geehan, para mejorar la confiabilidad de los clientes alimentados por S/E Geehan.	574,948.82	28,790	0.75	9.3	
10	Extensión Geehan - Chepo	Panamá	Pacora	Urbana	Extensión de 20.8 km de nuevo troncal trifásico, desde Subestación Geehan hasta Chepo. Comprende 9.6 km de troncal en cable protegido 477 en 34.5 kV y 11 km 477 AAC convencional.	961,793.79	4,940	9.8	11	
11	Extensión de cable protegido en Unión Azuero y Superación Campesina	Panamá	Chepo	Suburbana	Repotenciación de troncal 1/0 desnudo mediante la extensión de 7.9 km de cable protegido trifásico, calibre 477 - 15 kV, para mejorar la confiabilidad a las comunidades de Unión Azuero, Asentamiento Superación Campesina, Unión Tablaría.	758,518.47	2,766	7.9		
12	Extensión de cable protegido Chepo - Puerto Coquira	Panamá	Chepo	Suburbana	Extensión trifásica de 4.9 km, en cable protegido 477 de 15 kV, desde Chepo hasta Puerto Coquira para mejorar la confiabilidad del área.	350,957.94	148	4.9		
13	Extensión de cable protegido en Cañitas	Panamá	Cañitas	Rural Dispersa	Extensión de 0.95 km en doble circuito trifásico, cable protegido, calibre 477-15 kV para mejorar la confiabilidad de más de 1,600 clientes en el área de Cañitas.	148,488.14	1,604	1.9		
14	Extensión de cable protegido en el corregimiento de Portobelo	Colón	Portobelo	Rural Dispersa	Extensión trifásica de 9.8 km de nuevo troncal en cable protegido con aislamiento para alta contaminación, calibre 477 - 34.5 kV, 4.9 km desde Río Piedra hasta Playa La Angosta y 4.9 km desde San Marino hasta María Soto.	1,269,921.72	3,347	9.8		
15	Extensión de cable protegido en Puerto Lindo y Cacique	Colón	Puerto Lindo/Cacique	Rural Dispersa	Repotenciación de troncal 1/0 desnudo mediante la extensión de 4 km de cable protegido trifásico, calibre 477 en 34.5 kV, para mejorar la confiabilidad del área de Puerto Lindo y Cacique.	421,228.38	690	4.03		
TOTAL PROYECTO 018					9,639,034.96	88,926	93.58	20.30	2	

Como ejemplo de la dificultad para la evaluación de las obras, se observa que los sub proyectos 4, 5, 6, 7, 8, 11 y 12 son similares en cuanto al tipo de red utilizada, esto es cable trifásico protegido calibre 477 en 15 kV, con longitudes que van desde 2.1 km (SubP's 6 y 7) hasta los 7.9 km (SubP 11), algunos de los cuales presentan variaciones en relación con algunos trabajos adicionales como la instalación de un recerrador en el SubP 8 o de luminarias en el SubP 6.

Asumiendo estas diferencias en cuanto al contenido de cada proyecto, se advierte que los costos unitarios (B./km) mostrados en la última columna de la siguiente tabla son distintos para cada una de estas obras, las cuales presentan (de acuerdo a la información disponible) una aparente similitud técnica entre sí .

	Longitud	Costo Total	Costo Unitario
	[km]	[B/.]	[B./km]
SubpP 4	2.9	313,840	108,221
SubpP 5	5.7	603,397	105,859
SubpP 6	2.1	378,122	180,058
SubpP 7	2.1	293,409	139,718
SubpP 8	4.2	299,726	71,363
SubpP 11	7.9	758,518	96,015
SubpP 12	4.9	350,958	71,624

Sub proyecto 1: Extensión de cable protegido Agua Fría – Tortí.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una extensión trifásica de 31.5 km de nuevo troncal en cable protegido calibre 477 en 34.5 kV e instalación de recerrador 34.5 kV y la instalación de 361 luminarias de 250 W. El monto de lo ejecutado asciende a B/. 3,047,941.53.

Adicionalmente, al revisar el sub proyecto 1: Extensión de cable protegido Agua Fría – Tortí, en el elemento: Integración Darién al SIN, Línea Santa Fe – Metetí se observa una diferencia entre los B/. 45.524 (que coinciden con lo reportado en la planilla CC), con respecto al valor totalizado de B/. 727,464 (años 2016 y 2017) lo cual eleva de sobremanera el total del monto, debido a este sub proyecto cuyo monto total es de B/. 3,047,941.53.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 1,476,427. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, **se observa un monto facturado del orden de 2 veces mayor que la referencia internacional.**

Sub proyecto 2: Extensión de cable protegido en Metetí.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una extensión trifásica de 1 km en cable protegido en 34.5 kV. El monto de lo ejecutado asciende a B/. 94,637.14.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 43,819.32. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, **se observa un monto facturado del orden de 2.16 veces mayor que la referencia internacional.**

Sub proyecto 3: Extensión de cable protegido en El Común, Yaviza.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una extensión monofásica de 5 km en cable protegido 1/0 en 15 kV. El monto de lo ejecutado asciende a B/. 122,105.04.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 116,980.00. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, **se observa un monto facturado del orden de 4.3% mayor que la referencia internacional.**

Sub proyecto 4: Extensión de cable protegido en El Ñajú.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una extensión troncal trifásica de 2.9 km en cable protegido calibre 477 en 15 kV. El monto de lo ejecutado asciende a B/. 313,840.17.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 87,145. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, **se observa un monto facturado del orden de 3.6 veces mayor que la referencia internacional.**

Sub proyecto 7: Extensión de cable protegido en Las Mañanitas.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una repotenciación de troncal 1/0 mediante la extensión de 2.1 km en cable protegido trifásico calibre 477 en 15 kV. El monto de lo ejecutado según el archivo **Proyecto 018.pdf**, asciende a B/. 293,408.83.

De acuerdo con los costos internacionales consultados y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 63,105. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, **se observa un monto facturado del orden de 4.6 veces mayor que la referencia internacional.**

Sub proyecto 9: Extensión 24 de Diciembre - Geehan.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una extensión troncal trifásica de 10 km en 34.5 kV, desde Subestación 24 de Diciembre hasta Subestación Geehan. El monto de lo ejecutado asciende a B/. 574,948.82.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 438,193. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, **se observa un monto facturado del orden de 30% mayor que la referencia internacional.**

Sub proyecto 10: Extensión Geehan - Chepo.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una extensión troncal trifásica de 20.8 km. Consta de 9.8 km en cable protegido calibre 477 en 34.5 kV y 11 km 477 AAC convencional. El monto de lo ejecutado asciende a B/. 961,793.69.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra, sería de B/. 887,072. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, ***se observa un monto facturado del orden de 8.4 % mayor que la referencia internacional.***

Sub proyecto 15: Extensión en Puerto Lindo y Cacique.

De acuerdo con la información disponible, se trata de una extensión de 4 km en 34.5 kV, calibre 477, protegido trifásico. El monto de lo ejecutado asciende a B/. 421,228.36.

De acuerdo con los costos internacionales consultados, y teniendo en cuenta que estos son valores medios de diversas obras, el costo aproximado de dicha obra sería de B/. 175,277. En este sentido y dado que, no se tienen constancias de facturas, ***se observa un monto facturado del orden de 2.4 veces mayor que la referencia internacional.***

Observaciones generales

- Las empresas, en general, no han presentado documentación fehaciente del costo final de la obra. Para algunas obras han presentado documentos licitatorios y en otros casos ninguna documentación, obteniéndose información de las planillas CC.
- En diversos casos la información contenida en las planillas CC no coincide con la información presentada por las distribuidoras en características técnicas y/o costos. En algunos casos se presentan planos denominados “Como construido” con escasa o ninguna referencia sobre su interpretación.
- En general, la documentación técnica de las obras es escasa y, por ende, obras que en principio son comparables en cuanto a su estructura, presentan costos unitarios muy diferentes.
- En la comparación con costos internacionales, considerando que estos valores son medios de obras similares, se han detectado casos con diferencias de valorización pequeñas (inferiores al 10%), pero otros casos cuyas diferencias son sustanciales alcanzando valores del orden de 5 veces superiores (real vs internacional).

ANEXO VIII. INVERSIONES EN ELECTRIFICACIÓN RURAL

Las poblaciones a ser consideradas para utilizar los fondos incluidos como inversiones en electrificación rural estimadas son las siguientes:

VIII.1. Poblaciones a ser consideradas para inversiones en Electrificación Rural - EDEMET

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA PROYECTOS RECONOCIDOS POR PROVINCIAS PROYECTOS DE EXTENSION DE LINEAS EDEMET					
PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	POBLADO	KM	VIVIENDAS
COCLÉ	ANTÓN	ANTÓN	CALLE LARGA	0.990	14
COCLÉ	ANTÓN	CABALLERO	LOS POZOS	2.600	18
COCLÉ	ANTÓN	CABALLERO	EL LIMÓN	0.757	40
COCLÉ	ANTÓN	CABALLERO	TRANQUILLA (BARRIO CERRO LINO)	1.100	12
COCLÉ	ANTÓN	CABUYA	EL NANCITO	0.420	7
COCLÉ	ANTÓN	CABUYA	LOS TORRES	0.540	8
COCLÉ	ANTÓN	EL CHIRÚ	LLANO SÁNCHEZ	0.330	9
COCLÉ	ANTÓN	EL RETIRO	PANAMACITO (SECTOR LOS SANTANA)	0.380	5
COCLÉ	ANTÓN	JUAN DÍAZ	JAGÚITO ABAJO	0.750	25
COCLÉ	ANTÓN	JUAN DÍAZ	EL SALADO	1.200	19
COCLÉ	ANTÓN	SANTA RITA	LOS AGUILARES	0.600	12
COCLÉ	ANTÓN	SAN JUAN DE DIOS	SANTA ELENA	2.795	22
COCLÉ	ANTÓN	SAN JUAN DE DIOS	LAS MENDOZAS	2.795	22
COCLÉ	ANTÓN	TOABRÉ	BAJITO DE SAN MIGUEL	1.210	49
COCLÉ	LA PINTADA	EL HARINO	BARRIGÓN	0.100	23
COCLÉ	LA PINTADA	EL POTRERO	POTRELLANO	0.350	5
COCLÉ	LA PINTADA	EL POTRERO	LA ISLETA	1.040	12
COCLÉ	LA PINTADA	LA PINTADA	LAS BOQUILLAS	0.590	21
COCLÉ	LA PINTADA	LA PINTADA	HATO DE LA VIRGEN	0.900	12
COCLÉ	LA PINTADA	LA PINTADA	POTRERILLO	1.550	19
COCLÉ	LA PINTADA	LA PINTADA	BOQUILLAS	0.59	21
COCLÉ	LA PINTADA	LA PINTADA	EL BAJITO	0.83	10
COCLÉ	LA PINTADA	LA PINTADA	EL BACO II	1.758	19
COCLÉ	LA PINTADA	LA PINTADA	ORARI	5.000	25
COCLÉ	LA PINTADA	LLANO GRANDE	CHUMICAL (SECTOR 2)	0.270	7
COCLÉ	LA PINTADA	LLANO GRANDE	JAGÚITO (FINAL)	0.650	6
COCLÉ	LA PINTADA	LLANO GRANDE	MOLEJÓN	4.924	97
COCLÉ	LA PINTADA	PIEDRAS GORDAS	LA PICADURA	1.120	10
COCLÉ	NATÁ	CAPELLANÍA	GUARUMILLO	1.270	4
COCLÉ	NATÁ	CAPELLANÍA	LOS CERRITOS ETAPA II	0.790	15
COCLÉ	NATÁ	EL CAÑO	EL VIRULÍ	3.300	47
COCLÉ	NATÁ	GUZMÁN	GUZMÁN	4.950	52
COCLÉ	NATÁ	GUZMÁN	CAIMITILLO ETAPA 1	1.155	27
COCLÉ	NATÁ	GUZMÁN	CAIMITILLO ETAPA 2	1.260	29
COCLÉ	NATÁ	GUZMÁN	SAPILLO	1.050	25
COCLÉ	NATÁ	GUZMÁN	LOS PAULINOS	3.800	52
COCLÉ	NATÁ	GUZMÁN	GUZMÁN (ETAPA 2)	1.720	52
COCLÉ	NATÁ	TOZA	LLANITO LARGO	3.750	11
COCLÉ	NATÁ	TOZA	TOZA ABAJO	0.950	8
COCLÉ	OLÁ	EL COPÉ	EL BARÓN	0.370	19
COCLÉ	OLÁ	EL COPÉ	EL AJICO	0.430	19
COCLÉ	OLÁ	EL PICACHO	LOMA CHATA	3.100	15
COCLÉ	OLÁ	EL PICACHO	SAN JUÁN	0.180	10
COCLÉ	PENONOMÉ	CAÑAVERAL	CERRO GORDO	0.850	13
COCLÉ	PENONOMÉ	COCLÉ	SECTOR RÍO COCLÉ	0.060	6
COCLÉ	PENONOMÉ	COCLÉ	PUERTO EL GAGO	0.450	12
COCLÉ	PENONOMÉ	CHIGUIRÍ ARRIBA	LA VIEJA	2.085	31
COCLÉ	PENONOMÉ	CHIGUIRÍ ARRIBA	POZO AZUL	0.170	32
COCLÉ	PENONOMÉ	CHIGUIRÍ ARRIBA	OAJACA (ETAPA #3)	0.760	46
COCLÉ	PENONOMÉ	EL COCO	AGUAS BLANCAS (SECTOR LOS NAVARROS)	0.640	12
COCLÉ	PENONOMÉ	EL COCO	LLANO MARÍN (SECTOR RÍO HONDO)	0.180	11
COCLÉ	PENONOMÉ	EL COCO	LOS NAVARROS-AGUAS BLANCAS	0.640	12

COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	MOSQUITERO ABAJO	0.370	13
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	CHURUQUITA CHIQUITA (SECTOR 2)	0.200	4
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	CHURUQUITA GRANDE (SECTOR LA OLVIDADA)	0.460	14
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	MONTE GRANDE	1.500	41
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	SANTA CRUZ 1	0.390	14
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	SANTA CRUZ	0.520	8
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	SAN VALENTÍN (SONADORA)	0.655	14
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	BARRIADA LOS ALVEOS DEL SOFRE	0.710	21
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	SECTOR 3 -GETSEMANI	0.683	15
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	CHORRERITA 1(MEMBRILLO)	0.356	17
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	PAJONAL SECTOR LOS BENÍTEZ	0.320	30
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	PAJONAL CENTRO	0.683	15
COCLÉ	PENONOMÉ	PAJONAL	EL GUABAL ARRIBA (VILLA REINA)	2.077	19
COCLÉ	PENONOMÉ	PENONOMÉ	EL ENCANTO ARRIBA	0.431	8
COCLÉ	PENONOMÉ	TOABRÉ	CITO	1.460	18
COCLÉ	PENONOMÉ	TOABRÉ	BOCA DE CHIGUIRI	4.180	24
COCLÉ	PENONOMÉ	TOABRÉ	BOCA (CAÑO) DE SAN MIGUEL	2.385	45
COCLÉ	PENONOMÉ	TOABRÉ	NUEVO SAN MIGUELITO	1.170	18
COCLÉ	PENONOMÉ	TULÚ	EL ESCOBAL	1.560	21
COCLÉ	PENONOMÉ	TULÚ	EL LIMÓN	0.850	56
COCLÉ	PENONOMÉ	TULÚ	SANTA CRUZ (ETAPA #1)	0.390	14
COCLÉ	PENONOMÉ	TULÚ	SANTA CRUZ (ETAPA #2)	0.520	8
COCLÉ	PENONOMÉ	TULÚ	LA PEDREGOSA	1.216	61
TOTAL				93.135	1607
HERRERA	LAS MINAS	LEONES	COORDILLERA ABAJO	0.325	4
HERRERA	LAS MINAS	QUEBRADA DEL ROSARIO	LA PACORA #1	0.15	10
HERRERA	LAS MINAS	QUEBRADA DEL ROSARIO	EL JUNCAL	0.67	3
HERRERA	LAS MINAS	QUEBRADA DEL ROSARIO	LA CUCHARETA - NANZAL ABAJO	1.242	9
HERRERA	LAS MINAS	QUEBRADA DEL ROSARIO	LA HUACA	0.37	14
HERRERA	LOS POZOS	EL CEDRO	LOS JOBOS	0.05	3
HERRERA	LOS POZOS	EL CEDRO	LOS MÁRQUEZ	0.09	6
HERRERA	LOS POZOS	LA ARENA	LA ARENA	0.25	10
HERRERA	LOS POZOS	LA PITALOZA	LA PITALOSA ABAJO	0.86	17
HERRERA	LOS POZOS	LA PITALOZA	LA ZAHINOSA	1.73	19
HERRERA	LOS POZOS	LA PITALOZA	LAS MATAS	0.42	18
HERRERA	OCÚ	CERRO LARGO	PAJONAL	0.775	10
HERRERA	OCÚ	CERRO LARGO	PAJONAL	0.283	10
HERRERA	OCÚ	ENTRADERO DEL CASTILLO	EL AVE MARÍA	0.37	8
HERRERA	PESÉ	LAS CABRAS	LAS CABRAS CENTRO	0.538	3
HERRERA	OCÚ	LOS LLANOS	EL HIGO	1.782	8
HERRERA	OCÚ	LOS LLANOS	EL HIGUITO DE LA CAÑADA	1.1	3
HERRERA	OCÚ	OCÚ	LA TEJA	0.5	6
HERRERA	OCÚ	OCÚ	EL COPE	1	13
HERRERA	OCÚ	OCÚ	EL GUAYABITO	0.33	6
HERRERA	OCÚ	OCÚ	BELLA ESPERANZA	0.71	11
TOTAL				13.545	191
LOS SANTOS	GUARARÉ	BAJOS DE GÜERA	PASO HONDO	0.44	3
LOS SANTOS	GUARARÉ	EL HATO	QUEBRADA GRANDE	1.015	9
LOS SANTOS	GUARARÉ	EL MACANO	LOS TORETOS	1.87	6
LOS SANTOS	GUARARÉ	LLANO ABAJO	SECTOR LOS SAMANIEGOS	0.55	3
LOS SANTOS	GUARARÉ	PERALES	VÍA EL HATO	1.15	1
LOS SANTOS	LAS TABLAS	BAYANO	LA CUMBRE	1.45	6
LOS SANTOS	LAS TABLAS	LA PALMA	VÍA EL CUSCO	0.42	1
LOS SANTOS	LAS TABLAS	LAS TABLAS	LOS HATILLOS	0.325	3
LOS SANTOS	LAS TABLAS	LAS TABLAS ABAJO	PLAYA LA COLORADA	3.9	19
LOS SANTOS	LAS TABLAS	LAS TABLAS ABAJO	VÍA A BELLA VISTA	0.05	3
LOS SANTOS	LAS TABLAS	LAS TABLAS ABAJO	PLAYA LA COLORADA	1.9	24
LOS SANTOS	LAS TABLAS	RÍO HONDO	MONAGRILLO	1.25	2
LOS SANTOS	LAS TABLAS	SAN MIGUEL	EL GUABO	2.43	8
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LA COLORADA	GUAYABITO	0.11	4
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LAS GUABAS	BARRIO COCLESITO	0.79	2
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LAS GUABAS	LAS GUABAS ARRIBA	0.39	2
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LAS GUABAS	MASAMORROS	1.93	2

LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LOS OLIVOS	LOS MARIANOS (CIÉNEGA LARGA) EN GUAYABAL	0.335	3
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LOS OLIVOS	CAMINO AL BALNEARIO	1.105	1
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LOS OLIVOS	LOS MARIANOS	0.335	3
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	LOS OLIVOS	CIÉNEGA LARGA	0.335	3
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	SABANAGRANDE	GARNICA	0.97	1
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	SANTA ANA	VÍA LAS SALINAS	0.9	3
LOS SANTOS	LOS SANTOS DIST	VILLA LOURDES	LAS GUEVARAS	0.7	5
LOS SANTOS	MACARACAS	BAHÍA HONDA	LOS JACINTOS	0.76	5
LOS SANTOS	MACARACAS	EL CEDRO	LA MECA	0.815	3
LOS SANTOS	MACARACAS	LA COLORADA	EL JOBO II	0.48	8
LOS SANTOS	MACARACAS	LA MESA	HONDO EL NARANJO	0.27	6
LOS SANTOS	MACARACAS	LLANO DE PIEDRA	EL BEJUCO	0.675	10
LOS SANTOS	MACARACAS	LLANO DE PIEDRA	LOS AJÍES	1.578	11
LOS SANTOS	MACARACAS	MOGOLLÓN	RÍO ABAJO	0.845	3
LOS SANTOS	MACARACAS	MOGOLLÓN	LA LAJITA	1.058	7
LOS SANTOS	MACARACAS	MOGOLLÓN	RANA	1.29	8
LOS SANTOS	PEDASÍ	PEDASÍ	PUERTO PEDASÍ	1.05	2
LOS SANTOS	POCRÍ	PARAÍSO	NUEVO OCUÍTO	0.103	5
LOS SANTOS	POCRÍ	PARAÍSO	PLAYA BAJADERO	4.475	10
LOS SANTOS	POCRÍ	PARAÍSO	LA CANDELARIA	1.305	3
LOS SANTOS	POCRÍ	POCRÍ	PLAYA BAJADERO	4.475	10
LOS SANTOS	TONOSÍ	ALTOS DE GÜERA	BOCA DE QUEMA-ZUMBÓN	0.72	5
LOS SANTOS	TONOSÍ	EL CORTEZO	LA PINTADA Y LA PINTADITA	0.27	3
LOS SANTOS	TONOSÍ	GUÁNICO	QUEBRADA LA PAVA	1.215	6
LOS SANTOS	TONOSÍ	ISLA DE CAÑAS	LOS VENANCIO	1.9	15
TOTAL				47.934	237
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CAIMITO	LAS PLAYAS	2.92	45
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CAIMITO	LA VALDEZA - EL ALMORZADERO	1.3	16
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CIRÍ GRANDE	CIRICITO ARRIBA	2.3	117
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CIRÍ GRANDE	GASPARILLAL	1.25	32
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CIRÍ GRANDE	CLARAS ARRIBA	2.486	44
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CIRÍ GRANDE	RIO INDIÓ, LOS CHORROS	3.145	51
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CIRÍ GRANDE	EL HARINO	1.257	21
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CIRÍ GRANDE	RÍO INDIÓ NACIMIENTO	3.3	101
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	CIRÍ GRANDE	BONGA ARRIBA	0.67	12
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	EL CACAO	ALTAMIRA	1.6	13
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	EL CACAO	BAJO BONITO	5	25
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	LA TRINIDAD	NUEVA ARENOSA- SECTOR LA PITA	0.452	12
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	LAS OLLAS ARRIBA	PALO DIFERENTE	5	18
PANAMÁ OESTE	CAPIRA	SANTA ROSA	ARENAS BLANCAS HASTA AHOGADO CENTRO	2.525	33
PANAMÁ OESTE	CHAME	CABUYA	CABUYA	2.6	15
PANAMÁ OESTE	CHAME	CHAME	CHICIVALI A (MANGLARITO ARRIBA)	0.925	6
PANAMÁ OESTE	CHAME	SAJALICES	EL CELAJE	0.226	5
PANAMÁ OESTE	LA CHORRERA	EL ARADO	BERNARDINO	0.4	11
PANAMÁ OESTE	LA CHORRERA	EL ARADO	MOSCÚ	0.316	4
PANAMÁ OESTE	LA CHORRERA	EL COCO	RAUDAL 3	0.889	12
PANAMÁ OESTE	LA CHORRERA	HURTADO	LLANITO VERDE-LAS LOMAS	0.195	16
PANAMÁ OESTE	LA CHORRERA	LA REPRESA	EL CUIPAL	0.75	12
PANAMÁ OESTE	LA CHORRERA	LOS DÍAZ	EL BROKEL	1.97	12
PANAMÁ OESTE	LA CHORRERA	OBALDÍA....	LAS LAJAS (ETAPA II)	1.8	12
PANAMÁ OESTE	SAN CARLOS	EL HIGO	LOS YERBOS #2	0.14	4
PANAMÁ OESTE	SAN CARLOS	GUAYABITO	ASIENTO VIEJO - BAJO DEL TIGRE	2.8	11
TOTAL				46.216	660
VERAGUAS	ATALAYA	ATALAYA	LA CARRILLO	1.3	50
VERAGUAS	ATALAYA	EL BARRITO	LOS CORRALITOS-EL BALITA	1.15	22
VERAGUAS	ATALAYA	LA MONTAÑUELA	LOS PLANES	2.065	16
VERAGUAS	ATALAYA	LA MONTAÑUELA	LA CRUZ DE LA MONTAÑUELA	0.77	8
VERAGUAS	CALOBRE	BARNIZAL	BARNIZAL	3.344	29
VERAGUAS	CALOBRE	CALOBRE	CERRO ATRAVESADO	1.46	26
VERAGUAS	CALOBRE	CALOBRE	EL ALTO	1.9	14
VERAGUAS	CALOBRE	CALOBRE	LOS GONZÁLEZ	2.12	13
VERAGUAS	CALOBRE	CALOBRE	LOS BUSTOS	2.345	12
VERAGUAS	CALOBRE	EL COCLA	ESQUINADO	1.27	26
VERAGUAS	CALOBRE	EL COCLA	CARRIZAL	1.217	12
VERAGUAS	CALOBRE	LA LAGUNA	AGUAS BLANCAS	0.89	6
VERAGUAS	CALOBRE	LA LAGUNA	LA PIÑA	4.76	34

VERAGUAS	CALOBRE	LA TETILLA	EL BARRERO #2	0.935	18
VERAGUAS	CALOBRE	LAS GUÍAS	LOS CORRALILLO	3.352	15
VERAGUAS	CALOBRE	LAS GUÍAS	LOS CORRALILLOS	2.45	12
VERAGUAS	CAÑAZAS	CAÑAZAS	LOS PEÑAS	1.588	33
VERAGUAS	CAÑAZAS	CERRO DE PLATA	FLOR -JAGUA	3.37	30
VERAGUAS	CAÑAZAS	LAS CRUCES	LOS GONZALEZ	3.9	50
VERAGUAS	CAÑAZAS	SAN MARCELO	LAS MINITAS-LLANO GRANDE	2.805	24
VERAGUAS	LA MESA	BISVALLES	SUBÍ ARRIBA - SUBI ABAJO	5	52
VERAGUAS	LA MESA	BISVALLES	ALTO DE LOS SANCHEZ	0.59	11
VERAGUAS	LA MESA	BISVALLES	ALTO DE LOS MARTINEZ	1.08	7
VERAGUAS	LA MESA	BORÓ	LOS RUICES ARRIBA	1	17
VERAGUAS	LA MESA	HIGO	EL HIGO - ANIMA NORTE	2.445	31
VERAGUAS	LA MESA	HIGO	EL JUAN	1.95	39
VERAGUAS	LA MESA	HIGO	EL CEDRAL	1.65	23
VERAGUAS	LA MESA	LA MESA	LOS BRAVOS	2.245	11
VERAGUAS	LA MESA	LA MESA	EL PIRO	3.035	19
VERAGUAS	LA MESA	LOS MILAGROS	PALO ALTO Y LOS RÍOS (PALO ALTO Y GURUMAL)	3.562	44
VERAGUAS	LA MESA	LLANO GRANDE	LOS ÁBREGOS	1.15	35
VERAGUAS	LA MESA	LLANO GRANDE	EL RODEO	1.69	21
VERAGUAS	LA MESA	SAN BARTOLO	EL MATILLO - LA LOMA	0.66	19
VERAGUAS	LA MESA	SAN BARTOLO	LAS ÁNIMAS	2.505	28
VERAGUAS	LA MESA	SAN BARTOLO	LA HUECA ABAJO	1.13	36
VERAGUAS	LAS PALMAS	COROZAL	SEGUIDULE	2.47	42
VERAGUAS	LAS PALMAS	EL MARÍA	EL PAVÓN Y EL CAMARÓN	3.455	19
VERAGUAS	LAS PALMAS	EL MARÍA	LA RAÍZ	1.17	14
VERAGUAS	LAS PALMAS	EL PRADO	COCUYAL B	1.025	17
VERAGUAS	LAS PALMAS	EL PRADO	COCUYAL	0.495	17
VERAGUAS	LAS PALMAS	EL PRADO	LOS JIMÉNEZ	0.15	8
VERAGUAS	LAS PALMAS	EL RINCÓN	CAIMITO	3.105	31
VERAGUAS	LAS PALMAS	LAS PALMAS	EL MAMEY	3.497	23
VERAGUAS	LAS PALMAS	LOLÁ	DON BOSCO	0.3	6
VERAGUAS	LAS PALMAS	PUERTO VIDAL	PEÑA BLANCA	1.07	8
VERAGUAS	LAS PALMAS	QUEBRO	HIGUERONOSO A	0.035	8
VERAGUAS	MARIATO	LLANO DE CATALVAL O MARIATO	PILONCITO	0.15	15
VERAGUAS	MARIATO	QUEBRO	LA ONDA	0.36	5
VERAGUAS	MARIATO	QUEBRO	HIGUERANOSO B	0.59	11
VERAGUAS	RÍO DE JESÚS	CATORCE DE NOVIEMBRE	CATORCE DE NOVIEMBRE	2.6	40
VERAGUAS	RÍO DE JESÚS	CATORCE DE NOVIEMBRE	EL CERCADO 2	1.233	10
VERAGUAS	RÍO DE JESÚS	LAS HUACAS	LOS RUICES	1	17
VERAGUAS	RÍO DE JESÚS	RÍO DE JESÚS	LOS PANAMAES	0.11	20
VERAGUAS	RÍO DE JESÚS	RÍO DE JESÚS	LA POLONIA	0.59	9
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	LOS HATILLOS	CARABALÍ	2.1	30
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	LOS HATILLOS	LOS HATILLOS	3.49	25
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	SAN JUAN	NARANJAL	0.1	6
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	SAN JOSÉ	LOS CONCIO	0.855	12
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	SAN JOSÉ	CAÑAVERAL	0.589	11
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	SAN FRANCISCO	SAN ROQUE	0.18	5
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	SAN FRANCISCO	CAÑAVERAL	0.75	10
VERAGUAS	SAN FRANCISCO	SAN FRANCISCO	BARRIADA BUENOS AIRES FINAL	1.515	12
VERAGUAS	SANTA FÉ	EL ALTO	BAJO VENADO	0.485	26
VERAGUAS	SANTA FÉ	EL CUAY	LA MONTAÑUELITA DEL CEDRO	1.38	22
VERAGUAS	SANTA FÉ	EL CUAY	LA QUEBRADA	0.73	46
VERAGUAS	SANTA FÉ	SANTA FÉ	EL PEDREGOSO	2.96	34
VERAGUAS	SANTA FÉ	SANTA FÉ	LAS LAJAS	0.95	17
VERAGUAS	SANTIAGO	CARLOS SANTANA ÁVILA	LOS PIMENTALES	0.75	16
VERAGUAS	SANTIAGO	LA RAYA DE SANTA MARÍA	CAÑAZAS ABAJO (EL CEIBO)	0.3	4
VERAGUAS	SANTIAGO	LOS ALGARROBOS	VÍA EL UVITO	1.66	6
VERAGUAS	SANTIAGO	PONUGA	LOS CAMARGO	1.19	10
VERAGUAS	SANTIAGO	PONUGA	LAS TRANQUILLAS	0.44	2
VERAGUAS	SANTIAGO	PONUGA	COCO	2.101	11
VERAGUAS	SANTIAGO	PONUGA	LA SABANETA	0.15	11
VERAGUAS	SANTIAGO	SAN PEDRO DEL ESPINO	LAS MARGARITAS	1.24	15
VERAGUAS	SONÁ	CALIDONIA	ALTO DE CALIDONIA- BUBI	2.5	23
VERAGUAS	SONÁ	EL MARAÑÓN	EL LIMÓN	2.93	41
VERAGUAS	SONÁ	EL MARAÑÓN	LLANO GRANDE-EL HATO	3.975	58

VERAGUAS	SONÁ	GUARUMAL	LA PITA	0.334	19
VERAGUAS	SONÁ	QUEBRADA DE ORO	QUERQUE	0.6	9
VERAGUAS	SONÁ	RODEO VIEJO	LOS CAMARENA	1.1	6
VERAGUAS	SONÁ	RODEO VIEJO	LERIQUE	5	26
VERAGUAS	SONÁ	RODEO VIEJO	BAJO COBRE	2.89	32
VERAGUAS	SONÁ	RODEO VIEJO	LA PASCUALA	2.3	10
TOTAL				141.632	1718

VIII.2. Poblaciones a ser consideradas para inversiones en Electrificación Rural - ENSA

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA PROYECTOS RECONOCIDOS POR PROVINCIAS PROYECTOS DE EXTENSION DE LINEAS ENSA					
PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	POBLADO	KM	VIVIENDAS
COLON	DONOSO	SAN JUAN DE TURBE	SAN JUAN DE TURBE	1.46	39
COLON	DONOSO	SAN JUAN DE TURBE	NAZARETH	5	36
COLON	DONOSO	SAN JUAN DE TURBE	SAN JOSE GENERAL	5	25
TOTAL				1.460	39
COMARCA GUNA YALA (*)	GUNA YALA	NARGANA	LINEA EL LLANO - CARTI	2	15
TOTAL				2.000	15
DARIÉN	CHEPIGANA	AGUA FRÍA	ALTO DE VISTA ALEGRE	0.4	13
DARIÉN	CHEPIGANA	CUCUNATÍ	SANTA ROSA	0.36	11
DARIÉN	CHEPIGANA	CUCUNATÍ	RÍO ROMAN	4.8	24
DARIÉN	CHEPIGANA	RÍO CONGO	RÍO VENADO ARRIBA	0.36	11
DARIÉN	CHEPIGANA	RÍO CONGO ARRIBA	RIO BONITO ARRIBA	3.29	13
DARIÉN	CHEPIGANA	RÍO CONGO ARRIBA	ARENAL 2	2.42	19
DARIÉN	CHEPIGANA	RÍO CONGO ARRIBA	ARENAL 3	2.43	14
DARIÉN	CHEPIGANA	RÍO IGLESIAS	AGUAS CALIENTES	3	45
DARIÉN	CHEPIGANA	RÍO IGLESIAS	RÍO QUINTIN (arreti)	1.43	7
DARIÉN	PINOIANA	METETÍ	ARUZA ARRIBA	2.1	44
DARIÉN	PINOIANA	YAVIZA	EL SALTO	0.15	1
TOTAL				20.340	189
PANAMÁ	CHEPO	TORTI	SAN JOSE	4	30
PANAMÁ	CHEPO	TORTI	LA ZUMBONA	4.92	36
PANAMÁ	PANAMÁ DIST	CHILIBRE	TRANQUILLA	3.4	23
PANAMÁ	PANAMÁ DIST	PACORA	DOS LAGOS	2.83	17
PANAMÁ	PANAMÁ DIST	SAN MARTÍN	LA CHAPA	2.91	26
PANAMÁ	PANAMÁ DIST	SAN MARTÍN	LA VEGA	1.395	5
TOTAL				7.135	48

*) LINEA DEL CENTRO DE SALUD HASTA EL PUERTO DE DIBIN. INCLUYE EQUIPOS ESPECIALES DE LA LINEA

VIII.3. Poblaciones a ser consideradas para inversiones en Electrificación Rural – EDECHI

MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA PROYECTOS RECONOCIDOS POR PROVINCIAS PROYECTOS DE EXTENSION DE LINEAS EDECHI					
PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO	POBLADO	KM	VIVIENDAS
CHIRIQUÍ	ALANJE	EL TEJAR	LA PITA CENTRO	0.32	13
CHIRIQUÍ	ALANJE	NUEVO MÉXICO	QUEBRADA GRANDE	2.12	21
CHIRIQUÍ	ALANJE	NUEVO MÉXICO	VÍA CHIRIQUÍ VIEJO	2.655	14
CHIRIQUÍ	BARÚ	PROGRESO	QUEBRADA DE ARENA ARRIBA	0.885	7
CHIRIQUÍ	BARÚ	PROGRESO	QUEBRADA DE ARENA ABAJO	0.3	5
CHIRIQUÍ	BUGABA	ASERRÍO DE GARICHÉ	VÍA LAS AZULES	0.45	9
CHIRIQUÍ	BUGABA	CERRO PUNTA	LAS CUMBRES	2.555	19
CHIRIQUÍ	BUGABA	EL BONGO	CUCHILLA ABAJO	2.35	12
CHIRIQUÍ	BUGABA	EL BONGO	JUJUCALES O JUJUCAL	3.12	24
CHIRIQUÍ	BUGABA	SAN ANDRÉS	PALMA REAL	1.267	7
CHIRIQUÍ	BUGABA	SAN ANDRÉS	LA ESTRELLA (CHANGUINA)	0.89	6
CHIRIQUÍ	BUGABA	SAN ANDRÉS	LA ESPERANZA	3.312	26
CHIRIQUÍ	BUGABA	SANTA ROSA	LA MAQUENCA	2.44	14
CHIRIQUÍ	BUGABA	SANTO DOMINGO	QUEBRADA GRANDE	2.064	9
CHIRIQUÍ	BUGABA	SORTOVÁ	LOS LEZCANOS	0.2	8
CHIRIQUÍ	BUGABA	SORTOVÁ	ESCOBAL	1.72	15
CHIRIQUÍ	DAVID	BIJAGUAL	CERRILLO 1	2.54	31
CHIRIQUÍ	DAVID	BIJAGUAL	CERRILLO 2	2.17	20
CHIRIQUÍ	DAVID	BIJAGUAL	CERRILLO 1 Y 2	4.71	51
CHIRIQUÍ	DAVID	GUACÁ	QUEBRADA HONDA	0.05	9
CHIRIQUÍ	DAVID	SAN CARLOS	GUACÁ ARRIBA	0.34	4
CHIRIQUÍ	DAVID	SAN CARLOS	LAS MARIAS	0.4	10
CHIRIQUÍ	DAVID	SAN CARLOS	PUEBLO NUEVO ARRIBA	0.28	12
CHIRIQUÍ	DAVID	SAN PABLO VIEJO	AGUACATAL LOS PRADOS	0.389	4
CHIRIQUÍ	DAVID	SAN PABLO VIEJO	CIRCUNVALACIÓN SAN JUAN DEL TEJAR	0.081	2
CHIRIQUÍ	DAVID	SAN PABLO VIEJO	SAN JUAN DEL TEJAR ARRIBA	0.591	3
CHIRIQUÍ	DOLEGA	LOS ALGARROBOS	BEJUCO II	0.39	12
CHIRIQUÍ	DOLEGA	DOLEGA	EL FLOR	0.65	8
CHIRIQUÍ	DOLEGA	LOS ALGARROBOS	LOS GONZÁLEZ	0.25	13
CHIRIQUÍ	GUALACA	GUALACA	GALERITA	0.13	3
CHIRIQUÍ	GUALACA	GUALACA	LOMA GRANDE	1.365	35
CHIRIQUÍ	GUALACA	RINCÓN	MATA RICA (DESDE DOLCE PINNEAPPLE AL CEMENTERIO) Y GALERITA	0.57	4
CHIRIQUÍ	GUALACA	RINCÓN	MATA RICA ABAJO DEL CEMENTERIO	0.57	4
CHIRIQUÍ	GUALACA	RINCÓN	MATA RICA	0.57	4
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	MONTE LIRIO	SAN ANTONIO	1.9	37
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	MONTE LIRIO	BONITA CERRO	0.2	10
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	PLAZA CAISÁN	ALTO LA MINA	0.5	5
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	PLAZA CAISÁN	ALTO LA MINA	0.5	5
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	PLAZA CAISÁN	VALLE DE LA MINA	0.288	10
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	LA UNIÓN Y EL PUESTO DE VIGILANCIA POLICIAL (SENAFRONT)	1.6	20
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	UNIÓN INTERNACIONAL	1.6	20
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	BELLA VISTA	0.87	13
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍOS SERENO	ALTAMIRA BARRIADA LOS GOMEZ	1.102	22
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	ALTAMIRA	1.102	22
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	MIRAFLORES OESTE 1 y 2	1.961	39
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	MIRAFLORES OESTE 2	0.88	14
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	MIRAFLORES OESTE 1	1.081	25
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	RÍO SERENO	MIRAFLORES OESTE	2.625	24
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	SANTA CLARA	PALMARITO	1.32	35
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	SANTA CRUZ	SECTOR DE SALITRAL HACIA PAVÓN	1.443	3
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	SANTA CRUZ	SECTOR DE SALITRAL HACIA SAN FRANCISCO	1.375	3
CHIRIQUÍ	RENACIMIENTO	SANTA CRUZ	BONITA A LOS QUINTEROS	0.77	8
CHIRIQUÍ	SAN FÉLIX	LAS LAJAS	PUERTO LOS PINZONES/STA. CRUZ	2.4	1
CHIRIQUÍ	TOLÉ	EL CRISTO	GUAYABAL - TAMBOR	2.61	53
CHIRIQUÍ	TOLÉ	POTRERO DE CAÑA	POTRERO DE CAÑA HACIA CUADRO DE DEPORTES	0.518	10
CHIRIQUÍ	TOLÉ	POTRERO DE CAÑA	POTRERO DE CAÑA HACIA EL COLEGIO Y HACIA CUADRO DE DEPORTES	0.518	17
CHIRIQUÍ	TOLÉ	VELADERO	EL RETIRO	3.75	33
CHIRIQUÍ	TOLÉ	VELADERO	ALTO LAGUNA	4.778	31
CHIRIQUÍ	TOLÉ	TOLÉ	BARNIZ	0.485	9
CHIRIQUÍ	TOLÉ	TOLÉ	EL BARNIZ	0.485	9
TOTAL				79.355	916

BOCAS DEL TORO	CHANGUINOLA	ALMIRANTE	MILLA 3	1.7	42
BOCAS DEL TORO	CHANGUINOLA	CHANGUINOLA	BARRIADA 4 DE ABRIL	1.61	429
BOCAS DEL TORO	CHANGUINOLA	CHANGUINOLA	TEOBROMA (COMPLETO)	1.7	211
BOCAS DEL TORO	CHANGUINOLA	LAS TABLAS	PUNTE NEGRO	0.05	47
BOCAS DEL TORO	CHANGUINOLA	LAS TABLAS	BARRIADA 14 DE ABRIL.(BARRANCO AFUERA)	0.35	270
BOCAS DEL TORO	CHANGUINOLA	LAS TABLAS	PUNTE BLANCO	0.36	70
BOCAS DEL TORO	CHANGUINOLA	VALLE DEL RISCO	VALLE DEL REY	3.2	21
BOCAS DEL TORO	CHANGUINOLA	VALLE DEL RISCO	NANCE DEL RISCÓ	0.8	56
BOCAS DEL TORO	CHIRIQUÍ GRANDE	BAJO CEDRO	BAJO CEDRO	3.499	194
BOCAS DEL TORO	CHIRIQUÍ GRANDE	BAJO CEDRO	PALMA REAL-SILIKO CREEK-FILO CAÑA	2.434	58
BOCAS DEL TORO	CHIRIQUÍ GRANDE	BAJO CEDRO	FILO CAÑA-BAJO CEDRO	1.065	136
BOCAS DEL TORO	CHIRIQUÍ GRANDE	CHIRIQUÍ GRANDE	LOS NORTEÑOS	1.16	75
BOCAS DEL TORO	CHIRIQUÍ GRANDE	PUNTA PEÑA	CAÑAZAS	0.312	5
BOCAS DEL TORO	CHIRIQUÍ GRANDE	PUNTA PEÑA	CAÑAZAS	1.1	119
BOCAS DEL TORO	CHIRIQUÍ GRANDE	PUNTA PEÑA	MALÍ	1.55	110
BOCAS DEL TORO	CHIRIQUÍ GRANDE	PUNTA ROBALO	CILIKO CREEK	1.81	93
BOCAS DEL TORO	CHIRIQUÍ GRANDE	PUNTA RÓBALO	CILIKO CREEK	1.81	93
BOCAS DEL TORO			CAÑAZA 1	0.312	7
		TOTAL		24.822	2036
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	BESIKO	SOLOY	SOLOY II	1.33	163
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	BESIKO	SOLOY	CENTRO BAJAI	0.25	15
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	BESIKO	SOLOY	CARICHO	0.29	98
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	BESIKO	SOLOY	SOLOY ETAPA III (INCLUYE BAJAI Y CARICHO)	0.54	113
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	JIRONDAI	BURI	LA LOMITA	1	25
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	KANKINTÚ	BÜRÍ	ALTOS DEL VALLE	2.2	62
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	KANKINTÚ	BÜRÍ	ORIENTE	3.4	60
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	MIRONÓ	HATO JULÍ, HATO PILÓN,	SAN FÉLIX, HATO PILÓN CENTRO	4.185	185
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	MIRONÓ	HATO PILÓN	QUEBRADA SALADO	0.385	18
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	MÜNA		SALDAÑA Y CERRO MOSQUITO	3.15	191
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	MÜNA	ALTO CABALLERO	CERRO SOMBRERO, FLOR DE CAFÉ Y LAS NUBES	0.758	0
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	MÜNA	ALTO CABALLERO	CERRO SOMBRERO -LAS NUBES	0.758	0
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	ÑÜRÜM	EL PIRO	ALTO DEL PRADO	1.15	29
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	ÑÜRÜM	CERRO PELADO	EL PORVENIR	2.02	28
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	ÑÜRÜM	ALTO DE JESÚS	ALTO DE JESÚS	1.05	102
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	ÑÜRÜM	CERRO PELADO	LAS MESITAS	1.14	56
COMARCA NGÄBE BUGLÉ	ÑÜRÜM	CERRO PELADO	PUEBLO NUEVO	0.6	44
		TOTAL		20.796	775

ANEXO IX. ACTIVOS TOTALMENTE DEPRECIADOS DESCONTADOS DE LA BASE DE CAPITAL

En este anexo se detallan la Base de Capital para Junio de 2018 y los montos totalmente depreciados por cuentas para las empresas distribuidoras de Panamá, ENSA, EDEMET y EDECHI para el periodo 2014-2018.

Para el cálculo de la base de capital Bruta y Neta se tiene en cuenta la vida útil de los activos, este cálculo se realiza en las planillas AA.

Los activos añadidos año a año tienen una vida útil y se deprecian en función de la misma. Cuando se cumple esta vida útil, el activo ha sido amortizado totalmente y debe ser excluido de la base de capital. Hasta el momento las empresas debían declarar las bajas a través de los retiros para poder sacar estos activos de la base de capital pero se ha observado, especialmente para las empresas EDEMET y EDECHI, que no se declaran en tiempo y forma los retiros.

Si no se van sacando los activos que cumplen su vida útil porque las empresas olvidan declararlos la base de capital bruta crece indefinidamente.

Con la metodología adoptada los años de entrada de las inversiones se comparan con la fecha a la que se está evaluando la base de capital, si de esta comparación surge que el activo ya ha cumplido su vida útil se lo saca de la base bruta. Esto se ve claramente en las columnas que Vida de activos de las planillas AA, si la misma está en 0 es que los activos adicionados ese año están totalmente depreciados.

IX.1. EDEMET

La Base de Capital Bruta y Neta utilizada para el cálculo del IMP de EDEMET y los detalles de años y montos depreciados totalmente se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° IX.1: Base de Capital a Junio 2018 – EDEMET [En Balboas]

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
Planta Intangible	4	14,690,535	10,955,318	2013	22,434,212	2,733,758
Terrenos	1000	8,971,183	8,931,463	-	0	277,955
Edificios y mejoras	40	24,219,790	8,989,952	-	0	4,140,140
Mobiliario y equipo de oficina	7	717,731	475,541	2010	4,371,833	129,104
Equipo de computación	4	1,451,278	694,610	2013	6,694,219	50,520
Equipos de transporte y carga	5	3,767,313	2,540,697	2012	6,982,569	7,202,193
Equipos de comunicaciones	8	537,770	185,055	2009	386,324	-
Otros equipos de uso general	17	1,738,753	640,319	<2001	3,671,967	624,522

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
TOTAL PROPIEDADES Y PLANTA		56,094,353	33,412,954		44,541,124	15,158,193
Alta tensión AT (230 y 115 Kv)		0	0		0	-
Líneas aéreas AT	30	16,112,784	1,597,958	-	0	-
Líneas subterráneas AT	30	6,255,240	4,060,388	-	0	-
Subestaciones AT / MT	30	78,697,976	52,976,072	-	0	46,289
Media tensión MT		0				-
Líneas aéreas de 34.5 kV	30	87,022,996	32,398,710	-	0	2,160,266
Líneas aéreas de 13.8 kV	30	147,261,319	39,098,708	-	0	227,558
Líneas aéreas de otras tensiones	30	11,896,434	235,128	-	0	11,548
Líneas subterráneas de 34.5 kV	30	13,269,153	11,718,706	-	0	476
Líneas subterráneas de 13.8 kV	30	66,214,008	52,320,691	-	0	298
Líneas subterráneas de otras tensiones	30	1,153,249	1,018,707	-	0	46,050
Subestaciones 34.5 kV / MT	30	27,309,215	8,473,276	-	0	406,902
Subestaciones 13.8 kV / MT	30	0	0	-	0	-
Otras subestaciones MT/MT	30	10,108,270	8,672,156	-	0	22,200
Centros de reflexión MT	30	1,331,375	1,065,143	-	0	-
Centro de transformación 34.5 kV / BT	30	47,260,166	31,811,734	-	0	4,612,016
Centro de transformación 13.8 kV / BT	30	99,249,620	58,155,665	-	0	2,751,954
Otros centros de transformación MT/BT	30	3,467,222	2,909,993	-	0	4,068,650
Baja tensión BT (<600V)		0				-
Líneas aéreas BT	30	53,697,794	43,236,930	<2001	0	410,683
Líneas subterráneas BT	30	43,401,438	37,782,483	<2001	0	-
Acometidas BT	30	37,681,271	10,878,725	-	0	62,156
Otros equipos del sistema de distribución		0				-
Otros equipos del sistema de Distribución	10	311,438	109,972	2007	0	-
Equipos de transporte y carga	5	112,491	11,249	2012	0	-
Terrenos	1000	0	0	-	0	-
Edificios y mejoras	40	0	0	-	0	-
Despachos de maniobra y SCADA	10	7,064,356	5,928,085	2007	4,853,324	4,800

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
Equipos de medición y control de la calidad del suministro	22	2,391,695	1,953,877	<2001	0	223,897
Equipos de computación	4	0	0	2013	0	-
Equipos de comunicaciones	8	0	0	2009	1,649,404	-
TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN		761,269,513	406,414,356	-	6,502,728	15,055,743
Lámparas, accesorios y postes de alumbrado público	22	33,304,007	24,972,595	<2001	7,205,099	1,030,608
TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO		33,304,007	24,972,595		7,205,099	1,030,608
Activos intangibles (software)	4	0	0	2013	0	-
Terrenos	1000	3,360	3,305	-	0	-
Edificios y mejoras	40	2,099,110	568,664	-	0	162,751
Sistema de medidores y accesorios	22	37,114,249	27,261,579	<2001	26,297,066	921,525
Equipos de medida SMEC	22	0	0	<2001	0	-
Mobiliario y equipo de oficina	7	0	0	2010	291,368	-
Equipo de computación	4	0	0	2013	524,338	-
Equipos de transporte y carga	5	0	0	-	0	-
Equipos de comunicaciones	8	0	0	-	0	-
Otros equipos del sistema de comercialización	17	206,575	158,465	<2001	1,434,141	156,495
TOTAL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN		39,423,294	27,992,013		28,546,913	1,240,771
TOTAL		890,091,167	492,791,918		86,795,863	32,485,314

El año de entrada promedio de los activos que entraron antes del 2001, se calcula en función de su base bruta y neta declarada en el 2001. La formulación es la siguiente:

Año de entrada bienes anteriores al 2001 = $2001 - (Base\ Bruta_{2001} - Base\ Neta_{2001}) * Vida\ Útil / Base\ Neta\ 2001$

Los montos de retiros declarados en el cuadro se muestran a efectos solo de comparación y no están afectados por los índices de eficiencia de los años que han sido declarados.

IX.2. ENSA

La Base de Capital Bruta y Neta utilizada para el cálculo del IMP de ENSA y los detalles de años y montos depreciados totalmente se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° IX.2: Base de Capital a Junio 2018 – ENSA [En Balboas]

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
Planta Intangible	4	19,362,682	6,639,640	2013	4,518,332	491,284
Terrenos	1000	11,820,621	11,775,012	-	0	5,620,523
Edificios y mejoras	40	33,106,631	31,026,125	-	0	2,570,536
Mobiliario y equipo de oficina	7	2,347,009	1,873,451	2010	4,165,220	3,540,830
Equipo de computación	4	4,599,132	2,807,175	2013	3,845,481	3,374,637
Equipos de transporte y carga	5	4,177,112	1,938,793	2012	5,268,750	3,703,656
Equipos de comunicaciones	8	1,064,697	541,223	2009	2,810,995	2,564,062
Otros equipos de uso general	17	3,097,812	2,190,699	<2001	2,346,912	3,236,889
TOTAL PROPIEDADES Y PLANTA		79,575,695	58,792,118		22,955,690	25,102,418
Alta tensión AT (230 y 115 Kv)		0	0	2013	1,051,270	-
Líneas aéreas AT	30	29,197,476	21,719,165	-	0	252,959
Líneas subterráneas AT	30	16,799,371	11,261,450	-	0	20,269
Subestaciones AT / MT	30	76,218,701	44,012,941	-	0	2,267,239
Media tensión MT		0				-
Líneas aéreas de 34.5 kV	30	8,721,376	6,807,620	-	0	772,376
Líneas aéreas de 13.8 kV	30	147,735,068	74,099,826	-	0	17,133,402
Líneas aéreas de otras tensiones	30	1,477,599	1,105,250	<2001	4,365,825	3,830,808
Líneas subterráneas de 34.5 kV	30	1,663,719	970,891	-	0	6,677
Líneas subterráneas de 13.8 kV	30	85,316,481	46,020,540	-	0	1,506,434
Líneas subterráneas de otras tensiones	30	731,387	-191,455	-	0	398,467
Subestaciones 34.5 kV / MT	30	717,309	486,020	-	0	244,879
Subestaciones 13.8 kV / MT	30	1,632,744	1,429,478	-	0	18,703
Otras subestaciones MT/MT	30	1,367,141	787,738	<2001	5,507,953	629,287
Centros de reflexión MT	30	1,678,973	872,697	-	0	-
Centro de transformación 34.5 kV / BT	30	3,187,365	2,258,499	-	0	44,733
Centro de transformación 13.8 kV / BT	30	70,081,375	37,071,784	-	0	7,219,796
Otros centros de transformación MT/BT	30	1,829,917	1,007,292	-	0	1,406,115
Baja tensión BT (<600V)		0				-
Líneas aéreas BT	30	23,357,315	17,915,481	<2001	0	1,517,962
Líneas subterráneas BT	30	8,642,296	5,838,744	<2001	0	14,171
Acometidas BT	30	30,947,144	22,004,183	<2001	18,043,449	11,310,849
Otros equipos del sistema de distribución		0				-
Otros equipos del sistema de Distribución	10	1,894,897	785,951	2007	570,339	136,875
Equipos de transporte y carga	5	0	0	2012	410,168	2,980,084
Terrenos	1000	62,150	61,125	-	0	-
Edificios y mejoras	40	2,251,611	1,279,949	-	0	9,010

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
Despachos de maniobra y SCADA	10	6,507,925	2,892,564	2007	1,318,557	759,401
Equipos de medición y control de la calidad del suministro	22	7,413,436	5,830,065	<2001	0	181,801
Equipos de computación	4	0	0	2013	848,781	743,693
Equipos de comunicaciones	8	0	0	2009	623,880	6,455
TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN		529,432,775	306,327,798	-	32,740,222	53,412,444
Lámparas. accesorios y postes de alumbrado público	22	23,985,365	16,472,309	<2001	9,491,678	9,036,252
TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO		23,985,365	16,472,309		9,491,678	9,036,252
Activos intangibles (software)	4	0	0	2013	939,302	-
Terrenos	1000	279,826	275,433	-	0	-
Edificios y mejoras	40	4,442,691	1,481,613	-	0	804,098
Sistema de medidores y accesorios	22	53,342,645	38,467,541	<2001	12,139,061	19,253,132
Equipos de medida SMEC	22	1,025,978	719,453	<2001	0	5,376
Mobiliario y equipo de oficina	7	0	0	2010	256,343	7,639
Equipo de computación	4	0	0	2013	2,695,018	676,285
Equipos de transporte y carga	5	0	0	2012	620,541	114,902
Equipos de comunicaciones	8	0	0	2009	37,544	-
Otros equipos del sistema de comercialización	17	3,912,602	2,856,785	<2001	22,487	1,321,658
TOTAL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN		63,003,742	43,800,825		16,710,296	22,183,089
TOTAL		695,997,577	425,393,049		81,897,885	109,734,203

El año de entrada promedio de los activos que entraron antes del 2001, se calcula en función de su base bruta y neta declarada en el 2001. La formulación es la siguiente:

$$\text{Año de entrada bienes anteriores al 2001} = 2001 - (\text{Base Bruta}_{2001} - \text{Base Neta}_{2001}) * \text{Vida Útil} / \text{Base Neta}_{2001}$$

Los montos de retiros declarados en el cuadro se muestran a efectos solo de comparación y no están afectados por los índices de eficiencia de los años que han sido declarados. Para el caso de ENSA se observa que la empresa ha declarado bastantes retiros especialmente de activos anteriores al 2001.

IX.3. EDECHI

La Base de Capital Bruta y Neta utilizada para el cálculo del IMP de EDECHI y los detalles de años y montos depreciados totalmente se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° IX.3: Base de Capital a Junio 2018 – EDECHI [En Balboas]

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
Planta Intangible	4	3,598,875	2,834,587	2013	3,035,893	102,453
Terrenos	1000	1,314,125	1,309,470	-	0	3,245
Edificios y mejoras	40	1,628,486	666,049	-	0	725,089
Mobiliario y equipo de oficina	7	57,780	31,328	2010	986,512	5,315
Equipo de computación	4	982,255	239,832	2013	878,457	10,745
Equipos de transporte y carga	5	411,206	309,358	2012	1,721,925	1,582,131
Equipos de comunicaciones	8	81,912	41,313	2009	78,148	-
Otros equipos de uso general	17	173,759	67,894	<2001	793,537	90,980
TOTAL PROPIEDADES Y PLANTA		8,248,398	5,499,832		7,494,472	2,519,958
Alta tensión AT (230 y 115 Kv)		0				-
Líneas aéreas AT	30	2,049,859	1,947,366	-	0	-
Líneas subterráneas AT	30	1,972,659	1,874,026	-	0	-
Subestaciones AT / MT	30	6,752,736	6,418,777	-	0	-
Media tensión MT		0				-
Líneas aéreas de 34,5 kV	30	44,054,305	16,401,845	-	0	877,829
Líneas aéreas de 13,8 kV	30	28,433,258	6,841,004	-	0	28,331
Líneas aéreas de otras tensiones	30	336,253	43,177	-	0	55,954
Líneas subterráneas de 34,5 kV	30	1,592,145	1,323,456	-	0	-
Líneas subterráneas de 13,8 kV	30	1,903,707	1,610,980	-	0	-
Líneas subterráneas de otras tensiones	30	0	0	-	0	-
Subestaciones 34,5 kV / MT	30	4,301,692	3,378,912	-	5,501,374	63,912
Subestaciones 13,8 kV / MT	30	2,503,043	0	-	0	-
Otras subestaciones MT/MT	30	0	0	-	0	138,960
Centros de reflexión MT	30	12,611	10,719	-	0	-
Centro de transformación 34,5 kV / BT	30	16,270,203	10,317,194	-	0	536,787

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
Centro de transformación 13,8 kV / BT	30	10,735,646	6,136,427	-	0	199,822
Otros centros de transformación MT/BT	30	569,798	537,242	-	0	1,089,949
Baja tensión BT (<600V)		0				-
Líneas aéreas BT	30	17,156,815	13,529,848	<2001	0	29,343
Líneas subterráneas BT	30	3,351,461	3,026,204	<2001	0	34,497
Acometidas BT	30	14,002,880	4,288,366	-	0	3,430
Otros equipos del sistema de distribución		0				-
Otros equipos del sistema de Distribución	10	0	0	2007	0	-
Equipos de transporte y carga	5	7,671	767	2012	0	-
Terrenos	1000	0	0	-	0	-
Edificios y mejoras	40	0	0	-	0	-
Despachos de maniobra y SCADA	10	2,786,137	2,257,971	2007	238,461	7,000
Equipos de medición y control de la calidad del suministro	22	588,878	530,806	<2001	0	177,019
Equipos de computación	4	0	0	2013	0	-
Equipos de comunicaciones	8	0	0	2009	153,092	-
TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN		159,381,755	80,475,088	-	5,892,927	3,242,834
Lámparas, accesorios y postes de alumbrado público	22	8,481,239	6,016,901	<2001	2,957,227	434,245
TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO		8,481,239	6,016,901		2,957,227	434,245
Activos intangibles (software)	4	0	0	2013	0	-
Terrenos	1000	0	0	-	0	-
Edificios y mejoras	40	1,094,162	398,465	-	0	-
Sistema de medidores y accesorios	22	7,394,559	5,077,568	<2001	4,570,415	216,541
Equipos de medida SMEC	22	0	0	<2001	0	-
Mobiliario y equipo de oficina	7	0	0	2010	14,383	-
Equipo de computación	4	0	0	2013	0	-

Cuentas	Vida útil	Base Bruta descontado lo total depreciado	Base Neta	Año hasta total depreciado	Monto total depreciado	Retiros acumulados
Equipos de transporte y carga	5	0	0	-	0	-
Equipos de comunicaciones	8	0	0	-	0	-
Otros equipos del sistema de comercialización	17	0	0	<2001	0	-
TOTAL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN		8,488,720	5,476,033		4,584,798	216,541
TOTAL		184,600,113	97,467,854		20,929,424	6,413,578

El año de entrada promedio de los activos que entraron antes del 2001, se calcula en función de su base bruta y neta declarada en el 2001. La formulación es la siguiente:

Año de entrada bienes anteriores al 2001 = $2001 - (\text{Base Bruta}_{2001} - \text{Base Neta}_{2001}) * \text{Vida Útil} / \text{Base Neta } 2001$

Los montos de retiros declarados en el cuadro se muestran a efectos solo de comparación y no están afectados por los índices de eficiencia de los años que han sido declarados.