



**SUPERINTENDENCIA  
DE ELECTRICIDAD**



**Comisión Nacional de Energía**  
República Dominicana

**CONTRATO DE CONSULTORÍA No AT-25-2007**



# **Cálculo del VAT y Revisión de las Reglas Comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista Dominicano**

**Tomo I:**

**Valor Agregado de Transmisión – UNR - Congestión  
Autoproductores, Cogeneradores y No Convencionales -  
Competencia**

## **INFORME FINAL**

### **Documento 884-013 Rev.1**

Santo Domingo, Abril de 2009

República Dominicana

Consorcio ConCol – Sigla – Stone & Webster



**ConCol**



**SIGLA**  
Consultora en Energía



*Proyecto 884*

**ÍNDICE DE MODIFICACIONES**

Índice de Revisión	Sección Modificada	Fecha Modificación	Observaciones
00			Versión Original
01	1.2.2.1 Bienes de Capital 1.2.3 VNR Eléctrico 1.2.5 VNR No Eléctrico 1.2.6 Resultados 1.2.8 Fórmula de Indexación Propuesta	30 de abril de 2009	Versión Modificada

**REVISIÓN Y APROBACIÓN**

Número de revisión		00
Responsable por elaboración	Nombre	Mario Ríos Mesías
	Firma	
Responsable por elaboración	Nombre	Álvaro Chavarro Leal
	Firma	
Responsable por elaboración	Nombre	Lina Wedefort Álvarez
	Firma	
Responsable por revisión	Nombre	Mario Ríos Mesías
	Firma	
Responsable por aprobación	Nombre	Eduardo Redolfi
Director de Proyecto	Firma	
	Fecha	Febrero de 2008



# CÁLCULO DEL VAT Y REVISIÓN DE LAS REGLAS COMERCIALES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DOMINICANO

## INFORME FINAL

### (TOMO I)

#### TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
1. VALOR AGREGADO DE TRANSMISIÓN	1
1.1 EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA ETED	1
1.1.1 Introducción	1
1.1.2 Proyecciones de la Demanda	1
1.1.2.1 Proyecciones recopiladas	1
1.1.2.2 Proyecciones de la ETED	1
1.1.2.3 Proyección de la CNE	3
1.1.2.4 Proyección del OC	5
1.1.2.5 Proyección Adoptada	5
1.1.3 Expansión de la Generación	6
1.1.3.1 Plan Indicativo de la Generación del Sector Eléctrico Dominicano	6
1.1.3.2 Escenario de Referencia	6
1.1.4 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión	10
1.1.4.1 Referencias Consideradas	10
1.1.4.2 Obras Principales	13
1.1.5 Escenario de Evaluación de Referencia	15
1.1.5.1 General	15
1.1.5.2 Distribución Espacial de la Demanda del SENI	15
1.1.5.3 Escenario de Despacho del Período	15



1.1.6	Resultados de la Evaluación	15
1.1.6.1	Criterio de evaluación	16
1.1.6.2	Organización de los resultados	18
1.1.6.3	Síntesis de resultados para cada año analizado	18
1.1.7	Conclusiones	25
1.1.8	Recomendaciones	27
1.2	VALOR DEL PEAJE DE TRANSMISIÓN	28
1.2.1	Introducción	28
1.2.2	Costos Unitarios	30
1.2.2.1	Bienes de Capital	30
1.2.2.2	Costos de Explotación	35
1.2.3	VNR Eléctrico	39
1.2.4	Requerimientos de la Empresa Modelo	40
1.2.4.1	Introducción	40
1.2.4.2	Recursos de Estructura	41
1.2.4.3	Recursos para Intervenciones de O&M	43
1.2.5	VNR No Eléctrico	46
1.2.6	Resultados	48
1.2.7	Benchmarking	49
1.2.8	Fórmula de Indexación Propuesta	50
1.3	RECAUDACIÓN DEL PEAJE DE TRANSMISIÓN	53
1.3.1	Método Actual	53
1.3.1.1	General	53
1.3.1.2	Derechos de Uso	53



1.3.1.3	Derecho de Conexión	54
1.3.1.4	Resumen y Análisis	55
1.3.2	Propuesta Alternativa	56
1.3.2.1	General	56
1.3.2.2	Modelo de Asignación de Peaje según Uso de la Red	57
1.4	IMPACTO ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DEL NUEVO PEAJE	59
2.	MISCELÁNEOS	60
2.1	USUARIOS NO REGULADOS	60
2.1.1	Estudio de las Reglas Comerciales para los UNR	60
2.1.1.1	Introducción	60
2.1.1.2	Normativa actual sobre Usuarios No Regulados	60
2.1.1.3	Normativas de Referencia	61
2.1.2	Normativa Complementaria Propuesta	68
2.1.2.1	Alcance de la Propuesta	68
2.1.2.2	Obligaciones de Contratación de los UNR	68
2.1.2.3	Operación en Tiempo Real y Transacciones Horarias de los UNR	79
2.2	AUTOPRODUCTORES, COGENERADORES Y NO CONVENCIONALES	81
2.2.1	Disposiciones Normativas Generales	81
2.2.2	Autoprodutores	81
2.2.2.1	Marco Normativo	81
2.2.2.2	Operación	82
2.2.2.3	Remuneración	84
2.2.2.4	Responsabilidades	86
2.2.2.5	Consideraciones complementarias	89

2.2.3	Cogeneradores	89
2.2.3.1	Marco Normativo	89
2.2.3.2	Operación	90
2.2.3.3	Remuneración	90
2.2.3.4	Responsabilidades	91
2.2.4	Centrales No Convencionales que usan Energías Renovables	92
2.2.4.1	Marco Normativo	92
2.2.4.2	Operación	94
2.2.4.3	Remuneración	99
2.2.4.4	Responsabilidades	101
2.2.4.5	Consideraciones complementarias	101
2.3	CONGESTIÓN	103
2.3.1	Introducción	103
2.3.2	Refuerzos en la Red para Eliminar o Mitigar la Congestión	106
2.3.3	Análisis Regulatorio	106
2.3.4	Conclusiones	108
2.3.5	Proyecto de Reglamento de Congestionamientos	109
2.4	CALIDAD	113
2.4.1	Análisis Regulatorio	113
2.4.2	Conceptos Básicos	118
2.4.2.1	General	118
2.4.2.2	Señales económicas y control de calidad	118
2.4.3	Proyecto de Reglamento para el Control de la Calidad de Servicio en el Sistema de Transmisión	126
2.5	COMPETENCIA	131



2.5.1	Introducción	131
2.5.2	Formación del Precio Marginal de Energía y Potencia	135
2.5.2.1	Información Requerida para la Programación de la Operación	135
2.5.2.2	Verificación de la Información	136
2.5.2.3	Límites del Precio Marginal	137
2.5.2.4	Mantenimiento Mayor	137
2.5.2.5	Transacciones Económicas de Energía	137
2.5.2.6	Transacciones Económicas de Potencia	138
2.5.3	Normativa y Oportunidades de Manipular el Precio	139
2.5.3.1	Normativa sobre Competencia	139
2.5.3.2	Formación del Precios	140
2.5.3.3	Fortalezas y Debilidades de la Normativa	141
2.5.3.4	Propuesta de Adaptaciones. Recomendaciones.	142
2.5.4	Diseño de un Sistema de Monitoreo para Anticipar Abusos	142
2.5.4.1	General	142
2.5.4.2	Completamiento normativo	143
2.5.4.3	Verificación del cumplimiento de las restricciones en cuanto a integración y concentración	144
2.5.4.4	Transparencia de los contratos de potencia y energía	145
2.5.4.5	Transparencia en el abastecimiento de combustibles.	146
2.5.4.6	Vigilancia de comportamientos oportunistas	146
2.5.4.7	Síntesis del Sistema de Monitoreo	149
2.5.5	Indicadores de Competencia Utilizados	149
2.5.5.1	General	149
2.5.5.2	El Índice Herfindahl – Hirschman	150



2.5.5.3	El Índice Estándar	153
2.5.5.4	Índices en el Mercado Eléctrico de la República Dominicana	154
2.5.6	Pliego de Bases y Condiciones y Modelo de Contrato para la Compra de Energía y Potencia	160
2.5.7	Implementación del Sistema de Información para la Detección de Prácticas Anticompetitivas.	162

## ANEXOS

- Anexo A: Hojas del Archivo ETED VNR.xls
- Anexo B: Hojas del Archivo ETED Modelo UPES.xls
- Anexo C: Hojas del Archivo ETED Inventario de Líneas.xls
- Anexo D: Hojas del Archivo ETED Inventario de SSEE.xls
- Anexo E: Hojas del Archivo ETED Costos de Explotación.xls
- Anexo F: Modelo de Asignación del Peaje según el Uso de la Red
- Anexo G: Descripción Software Competencia
- Anexo H: Listado de Ramas con asignación de Peaje en cada una

**INFORME FINAL**  
**TOMO I**  
**ÍNDICE DE TABLAS**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1.1 Demanda Histórica de Potencia (MW)	2
Tabla 1.2 Proyección de la Demanda de Potencia según ETED (MW)	3
Tabla 1.3 Evolución de la Demanda de Energía y Potencia según la CNE	4
Tabla 1.4 Proyección de la Demanda de Energía y Potencia según el OC	5
Tabla 1.5 Generación presente y futura en la Región Sur	7
Tabla 1.6 Generación presente y futura en la Región Norte	8
Tabla 1.7 Generación presente y futura en la Región Este	9
Tabla 1.8 Generación en el Distrito Metropolitano	10
Tabla 1.9 Plan de Expansión ETED - Proyectos de Líneas	11
Tabla 1.10 Plan de Expansión ETED - Proyectos de Subestaciones	13
Tabla 1.11 - Costo de UPEs de Subestaciones	31
Tabla 1.12 - Costo de UPEs de Líneas	33
Tabla 1.13 - Costo de Bienes No Eléctricos	34
Tabla 1.14 – Salarios y Beneficios (según encuesta ROS)	38
Tabla 1.15 - Costo Unitario de Mantenimiento y Combustible de Vehículos	39
Tabla 1.16 - Costos Unitarios de Servicios, Insumos y Viáticos	39
Tabla 1.17 - VNR Eléctrico	40
Tabla 1.18 - Cantidad de Personal de Estructura	41
Tabla 1.19 - Composición y Cantidad de Módulos de Equipamiento de Oficina	42
Tabla 1.20 - Cantidad Equivalente de Personal de Cuadrilla	46
Tabla 1.21 - Cantidad Equivalente de Vehículos de Cuadrilla	46



Tabla 1.22 - VNR No Eléctrico	47
Tabla 2.1 Calidad. Criterios de Penalización en Argentina, Ecuador y Perú	119
Tabla 2.2 Competencia. Sistema de Monitoreo	149
Tabla 2.3 Concentración de la oferta en Centroamérica	153
Tabla 2.4 Índices de Competencia sin agrupamientos económicos (Potencia)	154
Tabla 2.5 Índices de Competencia con AES + DPP (Potencia)	155
Tabla 2.6 Índices de Competencia con AES + DPP + ITABO (Potencia)	155
Tabla 2.7 Índices de Competencia con AES + DPP + ITABO + CEPP (Potencia)	156
Tabla 2.8 Índices de Competencia sin agrupamientos económicos (Energía)	156
Tabla 2.9 Índices de Competencia con AES + DPP (Energía)	157
Tabla 2.10 Índices de Competencia con AES + DPP + ITABO (Energía)	158
Tabla 2.11 Índices de Competencia con AES+DPP+ITABO+CEPP (Energía)	158

**INFORME FINAL**  
**TOMO I**  
**ÍNDICE DE FIGURAS**

	<b>Pág.</b>
Figura 2.1 – Sobrecostos por transporte	104
Figura 2.2 – Sobrecostos por transporte. Sistemas enlazados	105
Figura 2.3 Calidad. Umbral Despenalizado y Sanción	122
Figura 2.3 Fijación Precio Spot	133
Figura 2.4 Alteración del Precio Spot mediante Indisponibilidades	134
Figura 2.5 Promedio de Costos Variables de Despacho	135

## INFORME FINAL

### TOMO I

### GLOSARIO

(Términos usados tanto en este informe como en los archivos del modelo)

FRC	Factor de Recuperación del Capital
FA	Factor de Amortización
SE	Subestación
SSEE	Subestaciones
MT	Media tensión
AT	Alta Tensión (69 kV – 138 kV)
UAT	Ultra Alta Tensión (345 kV)
T	Transable
NT	No transable
Ret ó Reten.	Retención (amarre en estructuras)
BS	Barra simple
BD	Barra doble
CA	Campo de acoplamiento
CT	Campo de transformación
CC	Conexión de Capacitores
EL	Entrada de Línea
Conv.	Convencional (intemperie)
Int.	Interior (celdas)
UPE	Unidad de Propiedad Estándar
ST	Simple Terna o Simple Circuito
DT	Doble Terna o Doble Circuito
hg	Hilo de Guarda
cf	Conductor de Fase
Aisl	Aislador
R	Rural
U	Urbano



ConCol



SIGLA  
Consultora en Energía



Shaw®

RLL	Rural Llano
RM	Rural Montañoso
UNR	Usuario No Regulado



## **1. VALOR AGREGADO DE TRANSMISIÓN**

### **1.1 EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA ETED**

#### **1.1.1 Introducción**

El cálculo del VAT del período tarifario presupone la validación o ajuste del plan de expansión de la ETED a fin de garantizar que los costos de capital a reconocer en el Peaje sean los requeridos para poder prestar el servicio de transmisión en forma eficiente.

Los dos datos principales en los que se basa todo plan de expansión son:

- La proyección de la demanda del sistema interconectado y su distribución espacial
- Los incrementos de la oferta de generación esperados y su localización geográfica

Si bien el período de análisis es el tarifario: 2008-2012, se decidió evaluar las proyecciones de demanda y generación hasta 2014 inclusive, de modo de tener un horizonte más amplio, considerando el período de construcción normal de las obras a incluir en el VNR.

Los escenarios de proyección de la demanda y expansión de la generación deberían ser datos o externalidades que el Consultor se limita a tomar como tales para evaluar la expansión de la red de transmisión.

Sin embargo, las proyecciones de la demanda provenientes de distintos organismos del sector eléctrico dominicano tienen diferentes años históricos de partida y diferentes estimaciones de la energía no suministrada (ENS). También distintas previsiones de la expansión de generación, con diversos grados de confianza. Por lo tanto, fue necesario discutir y evaluar las diferentes versiones y adoptar la considerada más consistente.

#### **1.1.2 Proyecciones de la Demanda**

##### **1.1.2.1 Proyecciones recopiladas**

Se recopilaron cuatro proyecciones de la demanda: dos de la ETED, una de la CNE y una de la OC, cada una de ellas con más de un escenario de proyección (medio, bajo y alto).

Todas estas proyecciones son globales, a nivel del sistema interconectado en su conjunto, salvo la de la CNE que está abierta en las 4 regiones: Sur, Norte, Este y Distrito Nacional.

Existen grandes discordancias entre los datos históricos en que se basa cada proyección, a lo que se suman ajustes realizados para incluir en la base la energía no suministrada (ENS) debido a los cortes de suministro, ajustes que de algún modo quedan librados al buen juicio de quien los realiza.

##### **1.1.2.2 Proyecciones de la ETED**

- Proyecciones de Potencia 2005-2020, Escenarios Probable, Bajo y Alto – Basadas en datos históricos de potencia y energía del período 1990-2004 –ETED. Plan de Expansión 2005-2020 – Archivo: “PRONOSTICO DE DEMANDA.doc”.
- Pronóstico de la Demanda de Potencia 2006-2020 (mismos escenarios) – Basado en



datos históricos de potencia y energía del período 1990-2005 – Plan de Expansión de Transmisión 2008-2020 – Archivo: “Plan de Expansión ETED 2006-2020.pdf”

Entre las dos se optó por esta última, por ser la más actualizada (incluye el año 2005).

Los valores históricos de potencia considerados son:

**Tabla 1.1 Demanda Histórica de Potencia (MW)**

Año	Demanda Abastecida [MW]	Demanda Insatisfecha [MW]	Demanda Estimada [MW]	Crecimiento Anual [%]	
1990	620	350	970		
1991	689	300	989	2	
1992	835	250	1085	10	
1993	927	180	1107	2	
1994	969	200	1169	6	
1995	968	325	1293	11	
1996	1168	210	1378	7	
1997	1261	160	1421	3	
1998	1363	100	1463	3	
1999	1486	180	1666	14	
2000	1797	187	1984	19	
2001	1760	255	2015	2	
2002	1766	312	2078	3	
2003	1664	168	1832	-12	
2004	1428	461	1889	3	
2005	1664	306	1960	3.8	
Crecimiento promedio					
				1991-2005	5.2
				1991-2002	6.8

Las proyecciones econométricas de potencia máxima del SENI para los tres Escenarios: Probable, Bajo y Alto, se muestran en el cuadro siguiente:

**Tabla 1.2 Proyección de la Demanda de Potencia según ETED (MW)**

Año	Escenario Probable [MW]	Escenario Bajo [MW]	Escenario Alto [MW]
2006	2,131.00	2,024.45	2,237.55
2007	2,247.40	2,135.03	2,359.77
2008	2,349.30	2,231.84	2,466.77
2009	2,447.00	2,324.65	2,569.35
2010	2,544.30	2,417.09	2,671.52
2011	2,642.10	2,510.00	2,774.21
2012	2,740.80	2,603.76	2,877.84
2013	2,840.70	2,698.67	2,982.74
2014	2,941.70	2,794.62	3,088.79
2015	3,043.90	2,891.71	3,196.10
2016	3,147.20	2,989.84	3,304.56
2017	3,251.70	3,089.12	3,414.29
2018	3,357.30	3,189.44	3,525.17
2019	3,464.10	3,290.90	3,637.31
2020	3,572.10	3,393.50	3,750.71

Respecto del valor de potencia máxima de 2005, el Escenario Probable tiene una tasa de crecimiento anual acumulativa entre extremos del 4,6% aa, y los Escenarios Bajo y Alto tasas de 4,0% y 5,2% aa, respectivamente.

### 1.1.2.3 Proyección de la CNE

- Potencia y Energía del SENI 2006-2020 (Escenarios Medio, Menor y Mayor) – Estudio encargado por la CNE; con datos históricos 1989-2005, usado en el “Informe Ampliación Sistema 345 kV Versión PDF Completa”.

Los valores que se muestran a continuación fueron tomados del Informe “Ampliación del Sistema de Transmisión 345 kV y Obras Complementarias 138 kV del SENI” según se expresan en ese trabajo. Los valores históricos incluyen hasta el año 2005:



Tabla 1.3 Evolución de la Demanda de Energía y Potencia según la CNE

Año	Potencia				Energía			
	Demanda	Oferta	Déficit		Demanda	Oferta	Déficit	
	MW	MW	MW	%	GWh	GWh	GWh	%
1989	811	662	149	18.4	5,187	3,617	1,571	30.3
1990	849	620	229	30.0	5,428	3,157	2,270	41.8
1991	888	689	199	22.4	5,681	3,496	2,185	38.5
1992	930	835	95	10.2	5,946	4,629	1,317	22.1
1993	960	927	33	3.4	6,223	5,434	789	12.7
1994	1,042	969	73	7.0	6,746	5,748	998	14.8
1995	1,067	968	99	9.3	6,894	5,331	1,363	19.8
1996	1,100	1069	31	2.8	7,111	6,692	419	5.9
1997	1,275	1261	89	7.0	8,019	7,358	661	8.3
1998	1,468	1363	105	7.1	9,256	7,693	1,563	16.9
1999	1,541	1486	55	3.6	9,748	9,049	699	7.2
2000	1,594	1670	-76	-4.8	10,118	9,322	596	5.9
2001	1,695	1596	99	5.8	10,795	9,435	1,360	12.6
2002	1,815	1634	181	10.0	11,596	10,231	1,365	11.8
2003	1,943	1670	273	14.1	12,455	10,385	2,070	16.6
2004	2,084	1689	395	18.9	13,403	8,753	4,680	34.9
2005	2,229	1696	533	23.9	14,382	9,712	4,670	32.5

Las proyecciones de potencia máxima y energía operada para los Escenarios Medio, Menor y Mayor, se muestran en el cuadro siguiente:

Año	Escenario Mayor		Escenario Medio		Escenario Menor	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
2006	2,440	15,792	2,389	15,460	2,316	14,997
2007	2,638	17,127	2,550	16,557	2,421	15,723
2008	2,813	18,326	2,682	17,470	2,514	16,379
2009	3,048	19,917	2,866	18,726	2,626	17,165
2010	3,257	21,349	3,031	19,864	2,731	17,903
2011	3,471	22,817	3,198	21,029	2,840	18,675
2012	3,703	24,422	3,357	22,143	2,947	19,441
2013	3,942	26,080	3,525	23,324	3,044	20,142
2014	4,220	28,006	3,703	24,577	3,129	20,767
2015	4,478	29,809	3,891	25,907	3,233	21,526
2016	4,704	31,422	4,089	27,309	3,397	22,691
2017	5,034	33,734	4,324	28,977	3,537	23,709
2018	5,388	36,216	4,574	30,747	3,684	24,772
2019	5,766	38,881	4,838	32,626	3,837	25,883
2020	6,171	41,742	5,117	34,619	3,996	27,044
Crecimiento %	7.02	7.36	5.77	6.11	4.15	4.49

Las tasas de proyección son considerablemente superiores a las de la ETED y se aplican a valores iniciales casi 14% más altos que los de de la ETED.



#### 1.1.2.4 Proyección del OC

- Potencia del SENI 2007-2014, con y sin Cortes. Archivo “Potencia SENI.XLS” suministrado por el OC.

La proyección de potencia máxima del OC es:

**Tabla 1.4 Proyección de la Demanda de Energía y Potencia según el OC**

AÑO	CON CORTES		SIN CORTES		TASA CRECIMIENTO	
	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (%aa)	Energía (%aa)
2007	1.636	11.118	2.008	13.649		
2008	1.766	11.674	2.168	14.331	4,00%	4,00%
2009	1.836	12.141	2.254	14.904	4,00%	4,00%
2010	1.910	12.627	2.344	15.500	4,00%	4,00%
2011	1.986	13.132	2.438	16.120	4,00%	4,00%
2012	2.066	13.657	2.536	16.765	4,00%	4,00%
2013	2.148	14.203	2.637	17.436	4,00%	4,00%
2014	2.234	14.771	2.743	18.133	4,00%	4,00%

Por ser los efectivamente registrados, los valores del año 2007 constituyen el punto de partida más actualizado para una proyección de la demanda.

Las tasas de proyección son similares a las del Escenario Probable de la ETED y del Escenario Menor de la CNE.

#### 1.1.2.5 Proyección Adoptada

El escenario de referencia finalmente adoptado es:

- El valor inicial más ajustado a la realidad histórica, es decir el proporcionado por el OC, correspondiente a 2007, corregido por cortes (2.008 MW).
- La tasa del Escenario Medio de la CNE, 5,8%, comprendida entre las históricas de entre 5,2% y 6,8%, según el período (el 4% del OC parece demasiado conservador)

La proyección resultante es la siguiente

AÑO	Potencia (MW)	Tasa Anual (%)
2007	2.008	
2008	2.112	5,18%
2009	2.257	6,86%
2010	2.387	5,76%
2011	2.519	5,51%
2012	2.644	4,97%
2013	2.776	5,00%
2014	2.916	5,05%



El valor de potencia máxima del año 2.014 es muy consistente con el que, para el mismo año, surge del Escenario Probable de la ETED, de 2.942 MW.

### **1.1.3 Expansión de la Generación**

#### **1.1.3.1 Plan Indicativo de la Generación del Sector Eléctrico Dominicano**

Este Plan, elaborado por la CNE para el período 2006-2020, ajuste anual 2005, versión Borrador 2, es el que figura en el archivo “PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN, AJUSTE ANUAL A\_O 2005.pdf”.

Este plan analiza la oferta existente, un menú amplio de proyectos candidatos de tipo hidroeléctrico, termoeléctrico y eólico y, finalmente, un conjunto de resultados para cada uno de siete escenarios de comportamiento futuro de los precios de combustibles:

1. Caso Base, para escenarios de demanda medio y bajo.
2. Caso 1 – 10% de disminución del precio del carbón
3. Caso 2 – 20% de disminución de los derivados del petróleo
4. Caso 3 – 20% de disminución del precio del gas natural
5. Caso 1 – 10% de incremento del precio del carbón
6. Caso 2 – 20% de incremento de los derivados del petróleo
7. Caso 3 – 20% de incremento del precio del gas natural

#### **1.1.3.2 Escenario de Referencia**

Por considerar que constituyen una buena síntesis del Caso Base del Plan Indicativo, se analizaron los resúmenes de generación disponible y ampliaciones para el período 2008-2015, por Región, del Informe “Ampliación del Sistema de Transmisión 345 kV y Obras Complementarias 138 kV del SENI”.

En consecuencia se los tomó como escenario de expansión de referencia para evaluar la consistencia del plan de expansión del sistema de transmisión. Los equipamientos considerados se resumen a continuación:

**Tabla 1.5 Generación presente y futura en la Región Sur**

<b>Región Sur – Potencia Actuales Efectivas e Instaladas</b>				
<b>Central Eléctrica</b>		<b>Tipo</b>	<b>MW Efectivos</b>	<b>MW Instalados</b>
1	Barahona Carbón	TV	42	53.6
2	Barahona TG	TG	0	32.1
3	D. Rodríguez	H	3	4
4	Jiguey	H	86	98
5	Las Damas	H	5	7.5
6	Los Toros	H	8	9.7
7	Monte Río	TD	92	100
8	Sabana Yegua	H	11	13
9	Sabaneta	H	5	6.36
10	Valdesia	H	46	54
11	Aguacate	H	50	52
<b>Total</b>			<b>348</b>	<b>430.26</b>

<b>Región Sur - Potencias a instalar</b>			
<b>Central Eléctrica</b>	<b>Tipo</b>	<b>MW</b>	<b>Año</b>
Magueyal	H	3	2007
Repotenciacion Las Damas	H	5.5	2008
Palomino	H	87.5	2009
Los Cocos	Eólica	100	2009
Matafongo	Eólica	50	2009
Hatillo	TV	600	2009
<b>Total</b>		<b>846.00</b>	<b>2012</b>

**Tabla 1.6 Generación presente y futura en la Región Norte**

<b>Regios Norte – Potencias actuales efectivas e instaladas</b>			
<b>Central Eléctrica</b>	<b>Tipo</b>	<b>MW Efectivos</b>	<b>MW Instalados</b>
López Angostura	H	17	18
La Vega	D	70	87.5
Falcon Bridge	TV	0	198
Hatillo	H	8	8
Jimenoa	H	8	8
Monción	H	47	52
CE PP I	D	17	18.7
CE PP II	D	45	58.1
P PL – I	TV	23	27.6
P PL – II	TV	37	39
Pimentel	D	25	55
Río Blanco	H	20	25
Rincón	H	9	10.1
Smith Enron	CC	170	185
Taveras	H	90	96
<b>Total</b>		<b>586</b>	<b>886</b>

<b>Potencias a instalar</b>			
<b>Central Eléctrica</b>	<b>Tipo</b>	<b>MW</b>	<b>Año</b>
Pinalito	H	50	2008
Pryn Brazo Derecho	H	2.8	2008
Expansión Hatillo	H	10	2008
Pepillo Salcedo	TV	600	2009
Las Placetas	H	87	2010
La Diferencia	H	11	2010
Artibonito	H	45	2011
Manabao-Bejucal-Tavera	H	104	2012
<b>Total</b>		<b>809.8</b>	<b>2012</b>

**Tabla 1.7 Generación presente y futura en la Región Este**

<b>Potencia Efectiva e Instalada</b>			
<b>Central Eléctrica</b>	<b>Tipo</b>	<b>MW Efectivos</b>	<b>MW Instalados</b>
CESPM I, II, III	CC	294	300
Higuamo I y II	TG	0	69
Mitsubishi	TV	0	33
Sultana	D	150 (*)	153
<b>Total</b>		<b>446</b>	<b>555</b>

(\*) Nota: En el año 2011 la Central Eléctrica Sultana entregará al sistema SENI solo 50 MW.

<b>Potencia Efectiva e Instalada</b>			
<b>Central Eléctrica</b>	<b>Tipo</b>	<b>MW Efectivos</b>	<b>MW Instalados</b>
AES	CC	280	319
Estrella del Mar	D	64	72
Estrella del Norte	D	37	43
Haina 1	TV	40	54
Haina 2	TV	0	54
Haina 4	TV	62	84.9
Haina TG	TG	0	100
Itabo 1 y 2	TV	200	260
Los Minas	D	200	236
Palamara	D	74	107
Metaldom	D	40	42
<b>Total</b>		<b>997</b>	<b>1371.9</b>

No se registran nuevas plantas ni proyectos de ampliación en el período considerado.

**Tabla 1.8 Generación en el Distrito Metropolitano**

Potencia Efectiva e Instalada			
Central Eléctrica	Tipo	MW Efectivos	MW Instalados
AES	CC	280	319
Estrella del Mar	D	64	72
Estrella del Norte	D	37	43
Haina 1	TV	40	54
Haina 2	TV	0	54
Haina 4	TV	62	84.9
Haina TG	TG	0	100
Itabo 1 y 2	TV	200	260
Los Minas	D	200	236
Palamara	D	74	107
Metaldom	D	40	42
Total		997	1371.9

No se registran nuevas centrales ni proyectos de ampliación en el período considerado.

Las características de detalle de los equipamientos existentes y futuros considerados son las del “PLAN INDICATIVO DE LA GENERACION, AJUSTE ANUAL A\_O 2005.pdf”.

Se destacan, por su gran magnitud e importancia en el SENI, las dos centrales TV carbón ubicadas respectivamente en la costa S y N del país, a ser habilitadas en el corto plazo (2008-2009):

- Hatillo, de 600 MW, en la Bahía Ocoa, al O del distrito Nacional
- Pepillo Salcedo, de 600 MW, en el extremo marítimo NO del país

En el Plan de Expansión se prevén sendas interconexiones de 345 kV, doble terna, entre dichas centrales y cada uno de los extremos la red de 345 kV Santo Domingo-Santiago, en construcción.

Los restantes proyectos son de menor magnitud, de hasta 100 MW. Tienen una influencia limitada a determinados sectores de la red principal.

#### 1.1.4 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión

##### 1.1.4.1 Referencias Consideradas

Las principales referencias a la expansión del sistema de transmisión previsto por la ETED surgen de dos documentos:

- Plan de Expansión de Transmisión 2008-2020 de agosto de 2006 – Archivo: “Plan de Expansión ETED 2006-2020.pdf”.



- Ampliación del Sistema de Transmisión 345 kV y Obras Complementarias 138 kV del SENI,– “Informe Ampliac Sist 345kV Version PDF completa.pdf – Nov’2007

Las obras previstas en esos planes fueron revisadas detalladamente y ajustadas con representantes de la ETED en una misión de trabajo llevada a cabo a principios de enero 2008.

Sobre la base de esta tarea conjunta se confeccionó el Inventario que puede verse a continuación.

**Tabla 1.9 Plan de Expansión ETED - Proyectos de Líneas**

Año	Tensión (kV)	Desde	Hasta	Longitud (km)
2008	69	Tamarindo	Boca Chica	20,6
	69	El Seybo	Rancho Peligro	12,0
	138	El Brisal	Hainamosa	12,4
	138	El Brisal	Villa Duarte	8,0
	138	Palabé	Metro 138	27,0
	138	Palabé	Paraíso	23,9
	138	Itabo	UASD 138	7,9
	138	Puerto Plata	Cabarete	37,6
	138	Cabarete	Río San Juan	55,5
	138	Palabé	Pizarrete	36,4
	138	SPM 2 (Cemex)	Hato Mayor	39,0
	138	Hato Mayor	El Seybo	24,0
2009	69	Gaspar Hernández	Sabaneta de Yásica	12,0
	69	Madre Vieja	Sodocal	4,0
	138	Cruce San Juan	San Juan	78,0
	138	Cruce San Juan	Pizarrete	63,0
	138	Ent. Barranquita	-	3,0
	138	Bonao II	Pinalito	20,0
	138	Santiago (Naranjo)	Canabacoa	10,0
2010	345	Santiago (Naranjo)	Los Montones (Sauri)	127,7
	69	Elias Piña	Pedro Santana	25,0
	138	Ent. San Cristobal	-	3,0
	138	San Juan	Bánica	70,0
	138	Bánica	Hidro El Corte	35,0
2011	345	Pepillo Salcedo	Santiago (Naranjo)	110,0
	138	Boca Chica	Guerra	10,0
	138	Guerra	Boca Chica	10,0
	345	Guanuma	Guerra	21,0
2012	345	Guanuma	Los Montones (Sauri)	21,0
	138	Hidro El Corte (Santana)	Dajabón	70,00
	138	Naranjo	Canabacoa II	4,0
	138	Canabacoa II	Naranjo	4,0
	138	Canabacoa	Jacagua	18,0
2013	138	Jacagua	Navarrete	19,0
	138	Bonao III	Cotuí	31,0
	138	Cotuí	Monte Plata	47,0



Año	Tensión (kV)	Desde	Hasta	Longitud (km)
	138	Cotuí	Pimentel	20,0
???	69	Sabana de la Mar	El Seybo	50,0
	138	Bonao II	Falconbridge	0,2
	138	Bonao II	Bonao III	0,8
	138	Cruce Cabral	Barahona - Cruce SJ	20,0
	138	Cruce Cabral	Duvergé	49,0
	138	Río SJ	Nagua	57,0
	138	Hainamosa	Monte Plata	20,0
	138	Hainamosa	AES Interconexión	1,0
	138	Juan Dolio/Boca chica	Hainamosa	2,0
	138	Paraíso	Itabo	17,8
	138	Paraíso	Los Montones (Sauri)	20,0
	138	Palamara	Arroyo Hondo	11,8
	138	Arroyo Hondo	Hainamosa	19,4
	345	Los Montones (Sauri)	Bahía de Ocoa	110,0
	345	Santiago (Naranjo) - Sauri	Bonao III	0,25

**Tabla 1.10 Plan de Expansión ETED - Proyectos de Subestaciones**

Año	Tensión (kV)	Nombre	Campos	Cantidad
2008	138	San Juan de la Maguana	línea 69	3
			línea 138	2
			transformador 138/69	2
2009	138	Barranquita	línea 138	2
	138	Gaspar Hernández	línea 69	2
			línea 138	2
			transformador 138/69	1
	345	Bonaó III	línea 138	4
			acoplamiento 138	1
			línea 345	2
acoplamiento 345			1	
2010	138	San Cristóbal	transformador 345/138	1
			línea 69	4
			línea 138	2
			transformador 138/69	1
2012	138	Canabacoa II	línea 138	6
	138	Gurabo	línea 138	2
	138	Jacagua	línea 138	2
	345	Guanuma	línea 345	6
			acoplamiento 345	1
	345	Guerra	línea 138	10
			acoplamiento 138	1
			línea 345	2
			acoplamiento 345	1
			transformador 345/138	2
???	69	Las Matas de Farfán	línea 69	2
	138	Palabé	línea 138	10
			transformador 138/69	1
	138	Hato Mayor	línea 69	2
			línea 138	2
			acoplamiento 138	1
			transformador 138/69	1
	345	Pepillo Salcedo	línea 345	4
			transformador 345/138	1
	345	Naranjo	línea 138	8
			línea 345	4
			transformador 345/138	2
	345	Sauri	línea 138	8
			línea 345	4
transformador 345/138			2	
345	Bahía de Ocoa	línea 345	4	
		transformador 345/138	1	

**1.1.4.2 Obras Principales**



Las principales obras de expansión del SENI previstas son:

- SISTEMA PRINCIPAL DE 345 kV SANTO DOMINGO-SANTIAGO, en construcción (140 km) – Constituirá la espina dorsal del SENI con un doble circuito que vinculará los dos principales centros de demanda del país.
- SEGUNDO ANILLO METROPOLITANO EN 138 kV (en construcción) – Rodeando por afuera el primer anillo, esta obra esta prácticamente habilitada en su totalidad.
- AMPLIACIONES DEL SISTEMA 345 kV PARA VINCULAR LAS PLANTAS TV A CARBÓN – Sendos dobles tramos de 70 km y 100 km para vincular las futuras centrales al S, de Hatillo y al NO, de Pepillo Salcedo respectivamente con Santo Domingo y Santiago.
- SEMI ANILLO METROPOLITANO DE 345 kV – A partir del año 2012, para reforzar el suministro en el distrito Metropolitano.
- VÍNCULOS REGIONALES 138 kV: CIERRE DE ANILLOS Y REFUERZOS DEL SISTEMA, tales como:
  - SUR – a) Pizarrete-Julio Sauri; b) Pizarrete-Cruce San Juan-Palomino-San Juan; Duvergé-Barahona.
  - NORTE – a) Puerto Plata-Cabarete-Río San Juan; La Vega-S. Francisco de Macorís. b) Río San Juan-Nagua.
  - ESTE – a) San Pedro II-Hato Mayor-El Seybo.

Este resumen no incluye subestaciones, obras de refuerzo menores ni vínculos a centrales futuras de menor importancia.

A continuación se inserta un gráfico de las obras de expansión citadas, tomado de la presentación de la ETED “Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2006-2012” del archivo “Plan Expansión ETED 2006\_2012 Final.ppt”.



## 1.1.5 Escenario de Evaluación de Referencia

### 1.1.5.1 General

Para poder evaluar y juzgar la adecuación y fecha oportuna de ingreso de las obras del plan de expansión de la ETED según los escenarios de referencia de Demanda y Oferta de Generación adoptados, se realizaron corridas de flujos de potencia para carga máxima y para otras situaciones críticas.

Se tomaron como base el diagrama unifilar y la Base de Datos del sistema de transmisión provistos por la ETED con la apertura por barras de 345 kV, 138 kV y 69 kV con el grado de detalle normalmente utilizado en los análisis del SENI.

Esa información de base contiene:

- Las barras del sistema, según un programa de obras entre 2007 y 2013 que, según se verificó, es consistente con el plan de expansión tomado como referencia.
- La apertura de la demanda por nodos, según una hipótesis de apertura y proyección tomada por la ETED.
- Una hipótesis de la ETED de despacho eficiente de las unidades generadoras existentes y en proceso de incorporación.

### 1.1.5.2 Distribución Espacial de la Demanda del SENI

Las proyecciones de la demanda utilizadas son globales o, a lo sumo, regionales. Lo mismo ocurre con la proyección tomada como referencia.

- No se dispuso de una apertura de estas proyecciones con tasas diferenciales en el nivel de las barras y/o subsistemas del SENI.
- Tampoco de una apertura por sectores o categorías de consumo, como por ejemplo demanda general y grandes consumos, que permita realizar proyecciones diferenciales según el usuario conectado a cada tipo de barras, como sería lo más apropiado.

En consecuencia, los flujos de potencia se realizaron con las cargas previstas para cada año desagregadas en proporción a las de la Base suministrada por la ETED.

### 1.1.5.3 Escenario de Despacho del Período

Los despachos provistos la ETED muestran ser los económicos para la generación disponible, sobre todo a partir de la habilitación de las plantas carboneras que, por su eficiencia y magnitud, desplazan equipamientos menos eficientes.

Las centrales no incluidas en ese despacho son de menor relevancia. Su inclusión o no, si bien incide en la disponibilidad de potencia, no altera los requerimientos de la red principal, salvo en algunos tramos periféricos.

## 1.1.6 Resultados de la Evaluación



### 1.1.6.1 Criterio de evaluación

Los criterios operativos en base a los cuales se hizo la evaluación técnica del plan de expansión del transporte son:

- En estado normal de operación, se mantienen los niveles de tensión resultantes en las distintas subestaciones dentro de un rango de  $\pm 5\%$  en torno a la tensión nominal, conforme lo establece el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad y sus modificaciones introducidas por decreto.
- Las líneas de transmisión y transformadores de potencia se operan manteniendo la intensidad de la corriente transportada en un valor inferior o igual al 100% de la capacidad de transporte definida para la operación en régimen permanente, tanto para condiciones de operación con todos los elementos de transmisión y compensación disponibles, como en condiciones posteriores a la ocurrencia de contingencias simples.
- Los generadores participantes del despacho económico de generación y del despacho mínimo de seguridad participan de la regulación de tensión, entregando o absorbiendo la potencia reactiva requerida por el sistema interconectado, pudiendo entregar en forma permanente hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva, inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina, dadas por la curva de capacidad.
- Para mantener las tensiones dentro de la banda de regulación estipulada, adicionalmente a la generación, se actúa sobre la regulación de taps de los transformadores de potencia y los bancos de capacitores shunt seccionables.
- El criterio de confiabilidad aplicado a la transmisión es el generalmente aceptado en planificación, y es el denominado N-1, cuya naturaleza determinística asegura que la salida de un solo componente no debe causar ninguna reducción en la habilidad del sistema para abastecer su carga máxima.
- La aplicación de este criterio al SENI intenta conservar los márgenes de seguridad necesarios en la operación para garantizar que, ante la ocurrencia de una contingencia simple, sus efectos no se propaguen a los restantes componentes sanos, provocando su salida descontrolada por sobrecargas inadmisibles o pérdida de sincronismo.
- En virtud del criterio de confiabilidad adoptado, la operación posterior a cualquier contingencia simple, es decir entre la contingencia y la regulación bajo carga de los transformadores de potencia y la aplicación de medidas correctivas, se realizará manteniendo los valores de tensión comprendidos entre los siguientes valores límites:  $\pm 7\%$  para las subestaciones de 345 kV y  $\pm 10\%$  para las de 138 kV.
- En esas condiciones, la potencia reactiva entregada o absorbida por los generadores podrá alcanzar hasta el cien por ciento (100%) de la capacidad antes mencionada durante 20 minutos continuos, con intervalos de 40 minutos.
- En condiciones inmediatamente posteriores a contingencias simples, se operarán las líneas de transmisión y los transformadores de potencia manteniendo la intensidad de



la corriente transportada en un valor inferior al límite de sobrecarga admisible de corta duración (15 minutos) definido para cada instalación.

La capacidad del sistema de transmisión para satisfacer el criterio de confiabilidad adoptado se verificó en cada caso mediante una clasificación de las contingencias simples aplicadas al sistema interconectado, según un índice de severidad. De esta forma fue posible identificar y seleccionar los eventos que causan mayor impacto relativo en cada área del sistema, y evaluar sus efectos sobre el cumplimiento de los criterios definidos anteriormente.

Con el resultado de cada contingencia, se evaluó un índice de desempeño (PI: performance index) que caracteriza la severidad del evento desde el punto de vista de la sobrecarga o la depresión de voltaje que presenta cada rama.

Se definió para cada rama un índice asociado a las sobrecargas que presenta, en forma relativa a su capacidad nominal:

$$PI = \sum_{i=1}^L \left( \frac{P_i}{P_{MAX_i}} \right)^2$$

Donde:

- $P_i$  = flujo de potencia activa sobre la rama “i” en MW
- $P_{MAX_i}$  = capacidad de la rama “i” en MVA
- $L$  = conjunto de ramas monitoreadas que contribuyen al PI

A mayor valor de este índice, más severo es el impacto causado por el evento sobre el sistema bajo estudio.

Se adoptó como capacidad de las líneas al límite térmico definido en la Base de Datos suministrada por la ETED, sin contemplar sobrecargas de emergencia. En los transformadores, la capacidad se representó por la potencia aparente nominal en MVA.

Por otra parte, se definió un índice basado en un criterio de depresión de la tensión en cada rama, que estima el incremento de las pérdidas de potencia reactiva en cada rama debido al aumento de la cargabilidad de cada rama monitoreada por efecto de las contingencias simples:

$$PI = \sum_{i=1}^L X_i P_i^2$$

Donde:

- $P_i$  = flujo de potencia activa sobre la rama “i”
- $X_i$  = reactancia serie de la rama “i”
- $L$  = conjunto de ramas monitoreadas que contribuyen al PI



A mayor valor de carga de las ramas, mayor es el valor del PI, y por lo tanto, mayor la depresión de tensión.

El cálculo de estos índices se realizó en forma automática y secuencial mediante un flujo de carga de corriente continua que considera todas las contingencias simples posibles aplicadas al caso base de estudio.

Estos índices, cuando se aplican en forma conjunta, permiten realizar una selección rápida de las contingencias simples que causan mayor impacto sobre el desempeño del sistema y afectan la seguridad de la operación, descartando otras que no revisten interés.

Una vez clasificadas las contingencias según la severidad dada por el índice PI, se simularon de a una por vez mediante un flujo de carga de corriente alterna, para evaluar las violaciones a los criterios definidos anteriormente.

### **1.1.6.2 Organización de los resultados**

Los resultados de las simulaciones de la operación eléctrica del SENI pueden verse en detalle en el **Anexo A**, en forma de tablas de reportes y diagramas unifilares.

Cada caso de estudio, correspondiente a un año en particular del período de análisis, se documentó por separado, y contiene los siguientes reportes y esquemas:

- Distribución de la generación, demanda y pérdidas por área, intercambio neto con otras áreas vinculadas, y totales del sistema.
- Reporte de violaciones de tensión para la operación en condiciones N (red completa).
- Reporte de sobrecarga de unidades generadoras del SENI
- Reporte de sobrecarga de ramas del SENI
- Reporte de líneas de transmisión cuya corriente supera el 50% de su capacidad nominal
- Reporte de transformadores de interconexión cuya corriente supera el 50% de su capacidad nominal
- Reporte con el despacho de generación utilizado
- Diagramas unifilares por región (Distrito Nacional, Este, Norte y Sur).
- Reporte de clasificación de contingencias según la severidad de la sobrecarga que producen
- Reporte de clasificación de contingencias según la severidad de la depresión de voltaje que producen
- Reporte de la simulación de contingencias simples

### **1.1.6.3 Síntesis de resultados para cada año analizado**

El intervalo de análisis del plan de expansión de la transmisión fue de 5 años (período 2008-2012), al que se agregó una proyección del año 2014. El diagnóstico se efectuó año por año, indicando en cada caso las obras de transmisión que se incorporan.



## Año 2008

El 2008 es el año base del análisis. Se caracteriza por carecer de obras de transmisión de 345 kV asociadas a la construcción de las centrales de carbón de mayor porte. En materia de refuerzos del sistema de 138 kV, se considera la incorporación de las líneas Puerto Plata – Cabarete – Río San Juan y La Vega – San Francisco Macoris.

La demanda máxima considerada en el caso de estudio es de 2112 MW, que se abastece con una generación de 2158 MW.

En condiciones de operación N, no se registran violaciones del criterio de tensión, con excepción del nodo AES Andrés 138 kV, cuya tensión está ligeramente por encima del límite superior del 5%. Este estado de operación resulta muy exigente desde el punto de vista del mantenimiento del control de tensión, obligando a los generadores a operar en sus límites de potencia reactiva. El reporte que presenta el despacho de generación aplicado al caso de estudio muestra la contribución de las distintas unidades al mantenimiento de la tensión en el SENI. En particular, las unidades generadoras 5 y 6 de Los Mina aparecen ligeramente sobrecargadas.

El criterio de cargabilidad de las líneas y transformadores por debajo de la corriente nominal se cumple sin problemas, observándose que en sólo algunas líneas de transmisión de 138 kV el nivel de carga excede al 50% de su capacidad. Respecto de los transformadores de interconexión, los equipos que presentan niveles de carga superiores al 50% y aparecen más comprometidos, son aquellos de las subestaciones Metro (98%) y Pizarrete (80%).

La verificación del cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1 se realizó mediante la simulación de las contingencias que presentan la mayor severidad, conforme al valor de los índices PI definidos para los criterios de sobrecarga y depresión de tensión respectivamente, considerándose en cada caso las 10 contingencias que están en la parte superior de la lista de mérito.

La simulación de las contingencias seleccionadas por criterio de sobrecarga de a una a la vez, arroja incumplimiento del criterio de cargabilidad en 3 casos, aunque merece destacarse que los niveles de sobrecarga determinados son leves y no revisten gravedad.

Con respecto a aquellas otras contingencias seleccionadas por el criterio de depresión de tensión, sólo 2 conducen a situaciones de operación en estado inestable, y resultan en casos no convergentes. Las mismas están asociadas a la pérdida de la transformación 138/69 kV en las subestaciones Pizarrete y San Francisco Macoris respectivamente.

## Año 2009

En este año se considera la incorporación al SENI de las Centrales Hidroeléctricas Palomino (87.5 MW) y Pinalito (50 MW), las líneas de 69 kV Bonao – Pinalito, Madre Vieja – Interquímica, la Central Térmica Pepillo Salcedo (600 MW) con su sistema de transmisión de 345 kV asociado hasta la subestación Naranjo y la transformación 345/138 kV - 600 MVA en esta subestación de la zona de Santiago.

La demanda máxima considerada en el caso de estudio es de 2257 MW, que se abastece



con una generación de 2325 MW.

En condiciones de operación N no se registran violaciones del criterio de tensión. Este estado de operación resulta muy exigente desde el punto de vista del mantenimiento del control de tensión, obligando a los generadores a operar en sus límites de potencia reactiva. El reporte que presenta el despacho de generación aplicado al caso de estudio muestra claramente la elevada generación de potencia reactiva para mantener las tensiones del SENI dentro de la banda de tensión permitida. En particular, la unidad generadora Diesel Palamara B aparece ligeramente sobrecargada.

El criterio de cargabilidad de las líneas y transformadores por debajo de la corriente nominal se cumple sin problemas, con la excepción del transformador 138/69 kV – 70 MVA de la subestación Metro que presenta una sobrecarga del 11%.

Sólo en algunas líneas de transmisión de 69 y 138 kV el nivel de carga excede al 50% de su capacidad. Respecto de los transformadores de interconexión, además del equipo de la subestación Metro 138 kV, cabe destacar que la transformación 345/138 kV de la subestación Naranjo está operando al 100% de su capacidad. Los equipos que presentan niveles de carga superior al 50% y aparecen más cargados, son aquellos de las subestaciones Timbeque (76%) y Nagua 2 (74%).

La verificación del cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1 se realizó mediante la simulación de las contingencias que presentan la mayor severidad, conforme al valor de los índices PI definidos para los criterios de sobrecarga y depresión de tensión respectivamente, considerándose en cada caso las 10 contingencias que están en la parte superior de la lista de mérito.

Es de hacer notar que el valor del índice PI asociado al criterio de sobrecarga es bastante inferior a 1, lo que hace presumir que estas contingencias no serían relevantes. La simulación de las contingencias seleccionadas de a una a la vez, arroja cumplimiento del criterio de cargabilidad en todos los casos. Sin embargo, es de destacar que la pérdida de un transformador 345/138 kV de la subestación Naranjo redundará en la sobrecarga del que permanece en servicio pues no hay capacidad de reserva, obligando a restringir la generación de la Central Pepillo Salcedo al 50% de su valor de despacho, toda vez que ocurra esta contingencia.

Con respecto a aquellas otras contingencias seleccionadas por el criterio de depresión de tensión, sólo 4 conducen a situaciones de operación en estado inestable, y resultan en casos no convergentes. Las mismas están asociadas a la pérdida de la transformación 138/69 kV en las subestaciones Boca Chica y Puerto Plata 2, y a la salida de las líneas de 138 kV S.P.M. – Cemex y 69 kV Catalina – Boca Chica respectivamente.



Año 2010

En este año se considera la prolongación hasta la subestación Julio Sauri del sistema de 345 kV asociado a la Central Térmica Pepillo Salcedo, mediante la incorporación del doble circuito Naranjo – Julio Saurí, agregándose 800 MVA de capacidad de transformación 345/138 kV en esta última subestación para abastecer el Distrito Nacional. En el sistema de 138 kV, está previsto el cierre del anillo en el Sistema Norte mediante la incorporación de la línea Río San Juan – Nagua 2.

La demanda máxima considerada en el caso de estudio es de 2387 MW, que se abastece con una generación de 2442 MW.

En condiciones de operación N no se registran violaciones del criterio de tensión. Este estado de operación resulta muy exigente desde el punto de vista del mantenimiento del control de tensión, obligando a los generadores a operar con elevados niveles de potencia reactiva. El reporte que presenta el despacho de generación aplicado al caso de estudio refleja claramente esta situación. De todas formas, no se presentan sobrecargas en los generadores despachados. Respecto de la incorporación de la línea de 138 kV Río San Juan – Nagua 2, sólo se justifica su ingreso por el interés de mejorar la seguridad del abastecimiento a la demanda de Nagua 2, pues no se presentan condiciones de violación de la banda de tensión en caso de postergación de esta obra.

El criterio de cargabilidad de las líneas y transformadores por debajo de la corriente nominal se cumple sin problemas, con la excepción del transformador 138/69 kV – 70 MVA de la subestación Metro que presenta una sobrecarga del 14%.

Sólo en algunas líneas de transmisión de 69 y 138 kV el nivel de carga excede al 50% de su capacidad. Respecto de los transformadores de interconexión, además del equipo de la subestación Metro 138 kV que está sobrecargado, dentro de los equipos que presentan niveles de carga superior al 50%, los que aparecen más cargados son aquellos de las subestaciones Timbeque 2 (84%), Nagua 2 (79%) y Hainamosa (78%).

La verificación del cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1 se realizó mediante la simulación de las contingencias que presentan la mayor severidad, conforme al valor de los índices PI definidos para los criterios de sobrecarga y depresión de tensión respectivamente, considerándose en cada caso las 10 contingencias que están en la parte superior de la lista de mérito.

Es de hacer notar que el valor del índice PI asociado al criterio de sobrecarga es bastante inferior a 1, lo que hace presumir que estas contingencias no serían relevantes. Sin embargo, la simulación de las contingencias seleccionadas por criterio de sobrecarga de una a la vez, arroja cumplimiento parcial del criterio de cargabilidad, pues la salida simple de los circuitos de 345 kV Pepillo Salcedo – Naranjo y Naranjo – Julio Sauri conduce a situaciones de estado inestable por colapso de voltaje en el área de carga, que resultan en soluciones no convergentes. Esta situación refleja que no está debidamente resuelto el problema de soporte de tensión en el sistema receptor. Otra de las contingencias que conduce a un estado inestable por colapso de voltaje del sistema de 69 kV es la apertura del



acoplamiento de barras de la subestación S.P.M. 138 kV que conduce a la pérdida de la transformación 138/69 kV.

Con respecto a aquellas otras contingencias seleccionadas por el criterio de depresión de tensión, se verificó que 7 de ellas conducen a situaciones de operación en estado inestable, y resultan en caso no convergentes. Las mismas están asociadas a la pérdida de la transformación 138/69 kV en las subestaciones Boca Chica, San Francisco Macoris, S.P.M., Puerto Plata 2, y a la salida de las líneas de 138 kV San Pedro – Cemex y 69 kV Catalina – Boca Chica y Puerto Plata 2 – Puerto Plata A.

Año 2011

En este año se produce el ingreso al SENI de la Central Térmica Bahía de Ocoa (600 MW), a través de la subestación Hatillo 345 kV. Esta central se integra al SENI a través de un doble circuito de 345 kV que vincula las subestaciones Hatillo y Julio Saurí. No está previsto el ingreso de compensación de potencia reactiva en el área de carga, para corregir esta deficiencia del desarrollo de sistemas de transmisión asociados a proyectos de generación ubicados en localizaciones distantes de los principales centros de consumo.

La demanda máxima considerada en el caso de estudio es de 2519 MW, que se abastece con una generación de 2585 MW.

En condiciones de operación N, no se registran violaciones del criterio de tensión ni sobrecargas de generadores. Este estado de operación resulta muy exigente desde el punto de vista del mantenimiento del control de tensión, obligando a los generadores a operar con elevados niveles de potencia reactiva. El reporte que presenta el despacho de generación aplicado al caso de estudio refleja claramente esta situación. Además del aporte que realizan los generadores, los requerimientos de potencia reactiva en el Distrito Nacional se satisfacen desde el sistema de 345 kV, importando cantidades significativas de potencia reactiva que conducen a la operación en sobrecarga de la transformación 345/138 kV de la subestación Julio Saurí.

El criterio de cargabilidad de las líneas y transformadores por debajo de la corriente nominal se cumple sin problemas, con la excepción del transformador 138/69 kV – 70 MVA de la subestación Metro que presenta una sobrecarga del 19%, y los transformadores de la subestación Julio Saurí con una sobrecarga del 12%.

Sólo en algunas líneas de transmisión de 69 y en unas pocas de 138 kV el nivel de carga excede al 50% de su capacidad. Respecto de los transformadores de interconexión, además de los equipos de las subestaciones Metro 138 kV y Julio Saurí 345 kV que están sobrecargados, dentro de los equipos que presentan niveles de carga superior al 50%, los que aparecen más cargados son aquellos de las subestaciones Nagua 2 (84%) y Hainamosa (83%).

La verificación del cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1 se realizó mediante la simulación de las contingencias que presentan la mayor severidad, conforme al valor de los índices PI definidos para los criterios de sobrecarga y depresión de tensión respectivamente, considerándose en cada caso las 10 contingencias que están en la parte superior de la lista de mérito.



Es de hacer notar que el valor del índice PI asociado al criterio de sobrecarga es bastante inferior a 1, lo que hace presumir que estas contingencias no serían relevantes. Esto fue confirmado por la simulación de estas contingencias de a una a la vez, que demostró el cumplimiento del criterio de sobrecarga. Sin embargo, es de destacar que la pérdida de un transformador 345/138 kV de la subestación Julio Saurí redundará en la sobrecarga del que permanece en servicio, obligando a restringir la generación de la Central Bahía de Ocoa al 50% de su valor de despacho, toda vez que ocurra esta contingencia.

Con respecto a aquellas otras contingencias seleccionadas por el criterio de depresión de tensión, se verificó que 4 de ellas conducen a situaciones de operación en estado inestable, por lo que resultan en casos no convergentes. Las mismas están asociadas a la apertura del acoplamiento de barras en la subestación S.P.M., la pérdida de la transformación 138/69 kV en las subestaciones Boca Chica y San Francisco Macoris, y de la línea de 69 kV Catalina – Boca Chica. Los restantes casos verifican el cumplimiento del criterio de tensión.

Año 2012

En este año no se producen modificaciones en la red de transmisión, conservándose la misma estructura topológica del año anterior. No está previsto el ingreso de compensación de potencia reactiva en el área de carga.

La demanda máxima considerada en el caso de estudio es de 2644 MW, que se abastece con una generación de 2717 MW.

En condiciones de operación N, no se registran violaciones del criterio de tensión ni sobrecargas de generadores. Este estado de operación resulta muy exigente desde el punto de vista del mantenimiento del control de tensión, obligando a los generadores a operar con elevados niveles de potencia reactiva. El reporte que presenta el despacho de generación aplicado al caso de estudio refleja claramente esta situación. Además del aporte que realizan los generadores, los requerimientos de potencia reactiva en el Distrito Nacional se satisfacen desde el sistema de 345 kV, importando cantidades significativas de potencia reactiva que conducen a la operación en sobrecarga de la transformación 345/138 kV de la subestación Julio Saurí.

El criterio de cargabilidad de las líneas y transformadores por debajo de la corriente nominal se cumple sin problemas, con la excepción del transformador 138/69 kV – 70 MVA de la subestación Metro que presenta una sobrecarga del 27%, y los transformadores de la subestación Julio Saurí con una sobrecarga del 19%.

Sólo en algunas líneas de transmisión de 69 y en unas pocas de 138 kV el nivel de carga excede al 50% de su capacidad. Las líneas que presentan mayor carga son Timbeque – Capotillo (100%) y Timbeque – La 40 (86%).

Respecto de los transformadores de interconexión, además de los equipos de las subestaciones Metro 138 kV y Julio Saurí 345 kV que están sobrecargados, dentro de los equipos que presentan niveles de carga superior al 50%, los que aparecen más cargados son aquellos de las subestaciones Timbeque 2 (100%), Nagua 2 (88%), Hainamosa (87%), San Cristóbal (83%) y Naranjo (83%).

La verificación del cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1 se realizó mediante la



simulación de las contingencias que presentan la mayor severidad, conforme al valor de los índices PI definidos para los criterios de sobrecarga y depresión de tensión respectivamente, considerándose en cada caso las 10 contingencias que están en la parte superior de la lista de mérito.

Es de hacer notar que el valor del índice PI asociado al criterio de sobrecarga es bastante inferior a 1, lo que hace presumir que estas contingencias no serían relevantes. Sin embargo, se verificó que 4 contingencias de entre las seleccionadas conducen a situaciones de operación en estado inestable, por lo que resultan casos no convergentes. Las mismas están asociadas a las salidas simples de los circuitos de 345 kV que vinculan las Centrales Térmicas Pepillo Salcedo y Bahía de Ocoa con las subestaciones Naranjo y Julio Saurí respectivamente, y los transformadores 138/69 kV de las subestaciones San Francisco Macorís y Puerto Plata 2.

Con respecto a aquellas otras contingencias seleccionadas por el criterio de depresión de tensión, se verificó que la mayoría de ellas conducen a situaciones de operación en estado inestable, por lo que resultan casos no convergentes. Las mismas están asociadas a la apertura del acoplamiento de barras en la subestación S.P.M., la pérdida de la transformación 345/138 kV de la subestación Julio Saurí, de la transformación 138/69 kV en las subestaciones Boca Chica, S.P.M. y Timbeque, y de las líneas de 138 kV S.P.M. – Cemex y Timbeque – CNP 2.

Año 2014

En este año no se producen modificaciones en la red de transmisión, manteniendo ésta la misma estructura del año anterior. No está previsto el ingreso de compensación de potencia reactiva en el área de carga.

La demanda máxima considerada en el caso de estudio es de 2916 MW, que se abastece con una generación de 2998 MW.

En condiciones de operación N no se registran violaciones del criterio de tensión ni sobrecargas de generadores. Este estado de operación resulta muy exigente desde el punto de vista del mantenimiento del control de tensión, obligando a los generadores a operar con elevados niveles de potencia reactiva. El reporte que presenta el despacho de generación aplicado al caso de estudio refleja claramente esta situación. Además del aporte que realizan los generadores, se ha incorporado compensación reactiva adicional en algunos nodos del sistema de 69 kV (7 MVar en Zona Franca América, 5 MVar en Pimentel, 7 MVar en Los Ríos y 2.5 MVar en Rancho Peligro), y buena parte de los requerimientos de potencia reactiva en el Distrito Nacional se satisfacen desde el sistema de 345 kV, importando cantidades significativas de potencia reactiva que conducen a la operación en sobrecarga de la transformación 345/138 kV de la subestación Julio Saurí.

El criterio de cargabilidad de las líneas y transformadores por debajo de la corriente nominal se cumple sin problemas, con la excepción de los transformadores 138/69 kV de las subestación Metro y Timbeque, que presentan sobrecargas del 39% y 14% respectivamente, y los transformadores de la subestación Julio Saurí con una sobrecarga del 22%.



Algunas líneas de transmisión de 69 y 138 kV presentan niveles de carga superiores al 50% de su corriente nominal. De ese conjunto, las líneas que resultan más cargadas son aquellas de 69 kV Timbeque – Capotillo (110%), Timbeque – La 40 (95%), Boca Chica – Catalina (87%), Catalina – T Km 24 (85%) y T Bona Per – Bona Per (83%).

Respecto de los transformadores de interconexión, además de los equipos de las subestaciones Metro y Timbeque 138 kV y Julio Saurí 345 kV, que están sobrecargados, dentro de los equipos que presentan niveles de carga superior al 50%, los que aparecen más cargados son aquellos de las subestaciones Nagua 2 (98%), Hainamosa (97%), Naranja (96%), S.P.M. (89%), Romana (89%), San Cristóbal (81%).

La verificación del cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1 se realizó mediante la simulación de las contingencias que presentan la mayor severidad, conforme al valor de los índices PI definidos para los criterios de sobrecarga y depresión de tensión respectivamente, considerándose en cada caso las 10 contingencias que están en la parte superior de la lista de mérito.

Es de hacer notar que el valor del índice PI asociado al criterio de sobrecarga es bastante inferior a 1, lo que hace presumir que estas contingencias no serían relevantes. Sin embargo, se verificó que 5 contingencias de entre las seleccionadas conducen a situaciones de operación en estado inestable, por lo que resultan casos no convergentes. Las mismas están asociadas a las salidas simples de los circuitos de 345 kV que vinculan las Centrales Térmicas Pepillo Salcedo y Bahía de Ocoa con las subestaciones Naranja y Julio Saurí respectivamente, la transformación 345/138 kV de la subestación Naranja y los transformadores 138/69 kV de las subestaciones San Francisco Macorís y Puerto Plata 2.

Con respecto a aquellas otras contingencias seleccionadas por el criterio de depresión de tensión, sólo 1 verifica el criterio de depresión de tensión, pues la mayoría conducen a situaciones de operación en estado inestable, por lo que resultan casos no convergentes. Las mismas están asociadas a la apertura del acoplamiento de barras en la subestación S.P.M., la pérdida de la transformación 345/138 kV de la subestación Julio Saurí, de la transformación 138/69 kV en las subestaciones Boca Chica, S.P.M. y Timbeque, y de la línea de 138 kV S.P.M. – Cemex, y de las líneas de 69 kV Boca Chica – Catalina, Puerto Plata A – Puerto Plata 2, y San Francisco Macorís – El Chivo.

### **1.1.7 Conclusiones**

Se efectuó el análisis del desempeño del SENI considerando el conjunto de ampliaciones de generación y transmisión previstas en los planes de desarrollo de la CNE para el período 2008-2012, haciendo una prospección de la suficiencia del plan para satisfacer el abastecimiento de la demanda del año 2014.

En todos los casos se verificó el cumplimiento del criterio de tensión en condiciones de operación con red completa (condición N), aunque obligando a la generación ubicada en las áreas de mayor consumo a inyectar potencia reactiva casi al límite de su capacidad.

En estas condiciones se cumple el criterio de cargabilidad de líneas y transformadores, con algunas excepciones puntuales, como es el caso de la transformación 138/69 kV en las SE Metro y Timbeque, y la transformación 345/138 kV de las SE Naranja y Julio Sauri,



cuando se desarrolla el sistema de 345 kV. En el caso de estas dos últimas estaciones, no hay reserva de transformación para enfrentar contingencias simples.

Para la verificación del criterio de confiabilidad (condición N-1), se aplicó un método de selección automática de contingencias simples basado en el cálculo de un índice de desempeño PI por criterio de sobrecarga y otro por depresión de voltaje.

Los resultados obtenidos son orientativos y muestran algunas debilidades estructurales del SENI. Sin embargo, para sacar conclusiones definitivas se requiere profundizar el análisis de ciertas contingencias.

Puede decirse que no hay cuellos de botella causados por insuficiencia de la capacidad de transporte de las líneas, sino más bien problemas de suministro de potencia reactiva que se agravan ante contingencias en elementos de transmisión.

El sistema muestra debilidad para tolerar contingencias simples por insuficiencia de redundancia de transformación 138/69 kV en algunas SE de 138 kV y fallas internas en SE de 138 kV, que conducen a colapsos parciales de las redes de 69 kV (un caso de particular interés es la apertura del acoplamiento de barras en SPM).

Los resultados revelan insuficiencia del soporte de tensión en el área de carga. Las centrales próximas a los centros de consumo, por si solas, no pueden regular tensión y suministrar la potencia reactiva requerida por el sistema. En el Plan de Expansión de la ETED no hay previsiones que permitan resolver este problema. (Ver punto 1.8 “Recomendaciones”)

Este problema subsiste aún con el sistema de 345 kV que transportará hacia los centros de consumo de Santiago y Distrito Nacional la energía producida por centrales térmicas de carbón localizadas en puntos alejados de la carga. Buena parte de la demanda de potencia reactiva proviene de estas centrales y fluye a través de las líneas de 345 kV y los transformadores 345/138 kV de las SE Julio Sauri y Naranjo. Sería preferible resolver el problema de abastecimiento de potencia reactiva en forma local que importar reactivo desde generación remota.

Es evidente que el desarrollo del sistema de 345 kV, motorizado por la construcción de centrales térmicas a carbón de gran porte ubicadas en zonas alejadas de los principales centros de consumo, no está debidamente armonizado con el necesario mejoramiento y adaptación del soporte de tensión local en las áreas de carga que se abastecen desde este sistema, por lo que es necesario considerar esta cuestión una parte integral e inseparable de la solución de transmisión en 345 kV.

Teniendo en cuenta los elevados niveles de transferencia que tienen lugar en la transformación 345/138 kV de las SE Naranjo y Julio Sauri, que prácticamente agotan la reserva de transformación para hacer frente a contingencias simples, será necesario contemplar la anticipación de las obras de prolongación del sistema de 345 kV hasta la zona de Boca Chica, construyendo la proyectada SE Guerra y la transformación 345/138 kV para la vinculación con el sistema de 138 kV de la zona E del área Distrito Nacional.

De no ser posible este adelantamiento de las obras, será necesario prever acciones de control local para proteger la transformación 345/138 kV de Julio Sauri y Naranjo contra sobrecargas, o incrementar la capacidad de transformación en esas subestaciones a partir



del año 2011 para disponer de suficiente reserva.

Finalmente, y a modo de comentario, se estima que la incorporación de la línea 138 kV Río San Juan-Nagua 2 podría postergarse más allá del año 2010, en la medida que no sea requerida por razones de calidad de servicio en la Región Nordeste.

### 1.1.8 Recomendaciones

A la luz de los resultados obtenidos se recomienda estudiar en profundidad, como parte integral del desarrollo de la transmisión, el problema de insuficiencia de soporte de tensión en las áreas de carga, para definir:

- la magnitud de los medios de compensación adicionales requeridos y su localización más conveniente
- la modernización de los medios de regulación, protección y control de las plantas generadoras en operación que contribuyen al abastecimiento de la demanda de potencia reactiva del sistema y, complementariamente,
- la instalación de capacitores shunt seccionables en puntos sensibles de la red de 69 kV.

También se recomienda flexibilizar el criterio de aplicación estricta de la condición de confiabilidad N-1, por sus consecuencias en el costo de las ampliaciones. Se sugiere aplicar un criterio más flexible, que contemple la naturaleza probabilística de las contingencias y un análisis costo-beneficio de la transmisión, aceptando un cierto nivel de reducción de generación y/o demanda cuando se produzcan ciertas situaciones N-1.

En otros términos, investigar el valor que la sociedad asigna a la energía no suministrada e incluir ese valor en el planeamiento, lo que determinará hasta qué nivel de ENS es posible tolerar, minimizando los costos totales (capital+ENS).

Es probable que un enfoque de esta naturaleza conduzca a ahorros de inversión importantes en algunas áreas respecto de los resultados que se obtendrían mediante la aplicación del criterio N-1 estricto.



## 1.2 VALOR DEL PEAJE DE TRANSMISIÓN

### 1.2.1 Introducción

Según la LGE:

- El PT (peaje de transmisión) debe cubrir el costo total de largo plazo del sistema de transmisión, constituido por la anualidad de la inversión, más los costos de operación y mantenimiento de instalaciones eficientemente dimensionadas (Art. 85°).
- La anualidad de la inversión se calculará a partir del valor nuevo de reemplazo (VNR) de las instalaciones con la tasa de costo de capital definida en la LGE (Art. 87°).
- La anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión, serán determinadas cada 4 años por la SIE (Art. 87°).

Según el RA de la LGA:

- Las instalaciones del Sistema de Transmisión, sus valores nuevos de reemplazo, la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento de cada una de las instalaciones existentes y aquellas por construir dentro de períodos de cuatro (4) años, serán definidos mediante resolución de la SIE. El costo total anual de cada instalación del Sistema de Transmisión, correspondiente a la anualidad de la inversión y los costos anuales de operación y mantenimiento, será utilizado como base para la determinación del Peaje de Transmisión (Art. 359°).

El dimensionamiento de las instalaciones eléctricas actuales y previstas en el Plan de Expansión de la ETED, para la oferta y la demanda pronosticadas oficialmente para los años 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 y 2014, fue verificado mediante estudios eléctricos ya detallados en el punto anterior.

Entre las conclusiones principales de este estudio pueden citarse:

- *..... no hay cuellos de botella causados por insuficiencia de la capacidad de transporte de las líneas, sino más bien problemas de suministro de potencia reactiva que se agravan ante contingencias en elementos de transmisión.*
- *..... insuficiencia del soporte de tensión en el área de carga, especialmente por las limitaciones de las centrales próximas a los centros de consumo para regular tensión y suministrar la potencia reactiva requerida por el sistema,..... aún con el sistema de 345 kV que transportará hacia los centros de consumo de Santiago y Distrito Nacional la energía producida por centrales térmicas de carbón localizadas en puntos alejados de la carga.*

y entre sus recomendaciones:

- *.....flexibilizar el criterio de aplicación estricta de la condición de confiabilidad N-1, por sus consecuencias en el costo de las ampliaciones. Se sugiere aplicar un criterio más flexible, que contemple la naturaleza probabilística de las contingencias*



*y un análisis costo-beneficio de la transmisión, aceptando un cierto nivel de reducción de generación y/o demanda cuando se produzcan ciertas situaciones N-1.*

Los activos “eléctricos” a lo largo del período tarifario considerados en este estudio son, entonces, los que están prestando servicio actualmente (año base 2007) más los incluidos en los documentos de la ETED “Peaje de Transmisión 2007-2010”, de marzo 2007, y “Ampliación del Sistema de Transmisión 345 kV y Obras complementarias 138 kV del SENI”, de octubre 2007.

Estos últimos deberán ser ajustados una vez que se conozcan los resultados del estudio “Actualización del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión” que forma parte del Proyecto de Asistencia Técnica al Sector Energético Préstamo BIRF No. 7217-DO, a que hacen referencia los TdeR, y el Plan de Expansión sea finalmente aprobado.

Los activos “no eléctricos”, tales como terrenos, servidumbres, equipos y sistemas informáticos (GIS, SCADA, contables, etc.), vehículos y edificios de oficinas, inversiones afectadas al servicio que también deben formar parte del VNR, fueron adaptados en cantidad y calidad a los requerimientos de la EM.

El valor del PT fue calculado estimando a lo largo del período tarifario, año por año, los costos anuales de la Empresa Modelo de Transmisión (EM), concebida como una empresa que presta servicio en forma eficiente y económica en su área de concesión y que cuenta con la cantidad de instalaciones y de recursos humanos y materiales necesarios para la ejecución de las actividades propias de la actividad de transmisión de energía eléctrica.

El cálculo del VAT se hizo sobre la base de dos grupos principales de costos de la EM: los de Capital (rentabilidad + amortización) y los de Explotación.

Los de Capital fueron calculados aplicando el FRC (factor de recuperación de capital) al VNR (valor nuevo de reposición) de las instalaciones “eléctricas” (vida útil n=30 años) y “no eléctricas” (vida útil estimada en cada caso).

Los de Explotación se estimaron sumando costos de Estructura (organigrama) e Intervenciones de O&M (cuadrillas) de la EM.



<b>REQUERIMIENTOS DE INGRESO DE LA ETED</b>			
<b>COSTOS DE CAPITAL</b> (Anualidad Bienes Eléctricos y No Eléctricos)		<b>COSTOS DE EXPLOTACIÓN</b> (Gastos Anuales)	
FRC del VNR donde $frc = \frac{t * (1+t)^n}{(1+t)^n - 1}$		<b>ESTRUCTURA</b> (Organigrama)	<b>INTERVENCIONES O&amp;M</b> (Cuadrillas)
<b>ELÉCTRICOS</b> ▪ Líneas ▪ SSEE ▪ Terrenos ▪ Servidumbres	<b>NO ELÉCTRICOS</b> ▪ Edificios ▪ Muebles ▪ Vehículos ▪ Sistemas	▪ Salarios ▪ Mantenimiento edificios ▪ Mantenimiento equipos (PCs, muebles, sistemas) ▪ Consumos del personal (comunicaciones, movilidad, viáticos) ▪ Servicios (electricidad, limpieza, seguridad, etc.)	▪ Operación ▪ Mantenimiento Preventivo ▪ Mantenimiento Correctivo

## 1.2.2 Costos Unitarios

### 1.2.2.1 Bienes de Capital

#### a) Instalaciones Eléctricas

El procedimiento utilizado para obtener los costos unitarios eficientes de activos eléctricos del sistema de transmisión ya fue descrito en el Segundo Informe Parcial.

Estos costos surgen de valorizar (presupuestar) una mínima variedad y cantidad de módulos estándar y eficientes de transmisión nuevos, de reemplazo de los existentes. Por “estándar” se entiende que su diseño y tecnología son los de uso corriente y por “eficiente” que sus componentes son los ajustadamente necesarios en cantidad, dimensión y calidad para satisfacer los requerimientos del servicio.

Las instalaciones de la ETED se representaron en términos de UPEs (Unidades de Propiedad Estándar) pertenecientes a alguna de las siguientes cuatro familias:

- Infraestructura básica de subestaciones (edificio, caminos de acceso, malla o cerco perimetral, iluminación, servicios auxiliares, sistemas de control y comunicación, medición, alarma, etc.) en [US\$/conjunto].
- Máquinas de subestaciones (transformadores, reactores, capacitores, etc) en [US\$/MVA].
- Campos de subestaciones (salida de línea, transformador, acoplamiento y capacitor) en [US\$/conjunto] y
- km de línea en [US\$/km].

Los costos unitarios de materiales principales (postes, torres, cables, aisladores,



transformadores, interruptores, etc..) fueron obtenidos de distintas fuentes:

- base de datos propia y/o
- suma de cotizaciones f.o.b. de proveedores de EE.UU., México, Argentina, más flete marítimo según Guía Logística de la RD de USAID, más Arancel de la Dirección General de Aduanas y/o
- “Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en materia de Aportaciones” de la CFE de México

Los valores obtenidos pueden verse a continuación. Estos costos contemplan los de provisión de materiales, montaje e indirectos (ingeniería de detalle, generales, beneficios y financieros durante la construcción) para instalaciones de reemplazo “llave en mano”, es decir en la hipótesis de que el transportista se limite a planificar, licitar, contratar e inspeccionar la instalación hasta su entrada en servicio.

**Tabla 1.11 - Costo de UPEs de Subestaciones**

UPE-SE BASICO									
Orden	Código	Código aux	Costo Unitario (US\$/u)	Sup. Terreno (m2)	Tensión (kV)	Barra	Tamaño	Cantidad Campos Máxima	Construc.
1	UPE 1-1	345BSpequeñaConv.	620 900	12100	345	BS	pequeña	4	Conv.
2	UPE 1-2	345BDpequeñaConv.	667 488	14400	345	BD	pequeña	5	Conv.
3	UPE 1-3	345BSmedianaConv.	838 650	19600	345	BS	mediana	8	Conv.
4	UPE 1-4	345BSgrandeConv.	1 068 588	25600	345	BS	grande	16	Conv.
5	UPE 1-5	138BSpequeñaConv.	356 156	4200	138	BS	pequeña	4	Conv.
6	UPE 1-6	138BSMedianaConv.	383 656	4200	138	BS	Mediana	8	Conv.
7	UPE 1-7	138BDpequeñaConv.	354 021	5200	138	BD	pequeña	5	Conv.
8	UPE 1-8	138BDMedianaConv.	421 913	5200	138	BD	Mediana	9	Conv.
9	UPE 1-9	138BSGrandeConv.	438 656	4200	138	BS	Grande	16	Conv.
10	UPE 1-10	69BSpequeñaConv.	233 736	1700	69	BS	pequeña	4	Conv.
11	UPE 1-11	69BSmedianaConv.	311 018	2700	69	BS	mediana	8	Conv.
12	UPE 1-12	69BDpequeñaConv.	257 564	2100	69	BD	pequeña	5	Conv.
13	UPE 1-13	69BDmedianaConv.	342 014	3400	69	BD	mediana	9	Conv.
14	UPE 1-14	69BSgrandeConv.	449 114	4200	69	BS	grande	16	Conv.
UPE-SE CAMPOS									
Orden	Código	Código aux	Costo Unitario (US\$/u)	Tensión (kV)	Tipo de Modulo	Barra	Construc.	Aislación	Cantidad de Int.
1	UPE 2-1	345ELBSconv.1	542 126	345	EL	BS	conv.	aire	1
2	UPE 2-2	345CTBSconv.1	559 733	345	CT	BS	conv.	aire	1
3	UPE 2-3	345CABSconv.1	543 844	345	CA	BS	conv.	aire	1
4	UPE 2-4	138ELBSconv.1	323 360	138	EL	BS	conv.	aire	1
5	UPE 2-5	138ELBDconv.2	440 614	138	EL	BD	conv.	aire	2
6	UPE 2-6	138ELBSconv.0	35 407	138	EL	BS	conv.	aire	0
7	UPE 2-7	138CTBSconv.1	332 871	138	CT	BS	conv.	aire	1



8	UPE 2-8	138CABSconv.1	347 381	138	CA	BS	conv.	aire	1
9	UPE 2-9	69ELBSconv.1	189 816	69	EL	BS	conv.	aire	1
10	UPE 2-10	69ELBDconv.2	261 228	69	EL	BD	conv.	aire	2
11	UPE 2-11	69ELBSconv.0	18 654	69	EL	BS	conv.	aire	0
12	UPE 2-12	69CTBSconv.1	195 810	69	CT	BS	conv.	aire	1
13	UPE 2-13	69CABSconv.1	195 822	69	CA	BS	conv.	aire	1
14	UPE 2-14	69CCBSconv.1	195 810	69	CC	BS	conv.	aire	1
UPE-MAQUINAS									
Orden	Código	Código aux	Costo Unitario (US\$/MVA)	Tensión (kV)	Potencia [MVA]	Fases	Construc.	Rango Potencia	Tipo Máq.
1	UPE 3-1	69   -3-CAPAC.	35 844	69	10	3	conv.		CAPAC.
2	UPE 3-2	138/69/MT   0 a 50-3-TRANSF.	41 205	138/69/MT	25	3	conv.	0 a 50	TRANSF.
3	UPE 3-3	138/69/MT   51 a 100-3-TRANSF.	19 314	138/69/MT	75	3	conv.	51 a 100	TRANSF.
4	UPE 3-4	138/69/MT   101 a 200-3-TRANSF.	13 091	138/69/MT	150	3	conv.	101 a 200	TRANSF.
5	UPE 3-5	138/69   0 a 50-3-TRANSF.	58 609	138/69	25	3	conv.	0 a 50	TRANSF.
6	UPE 3-6	138/69   51 a 100-3-TRANSF.	26 482	138/69	75	3	conv.	51 a 100	TRANSF.
7	UPE 3-7	138/69   101 a 200-3-TRANSF.	16 029	138/69	150	3	conv.	101 a 200	TRANSF.
8	UPE 3-8	345/138   0 a 150-3-TRANSF.	22 938	345/138	140	3	conv.	0 a 150	TRANSF.
9	UPE 3-9	345/138   151 a 300-3-TRANSF.	17 060	345/138	300	3	conv.	151 a 300	TRANSF.
10	UPE 3-10	345/138   301 a 450-3-TRANSF.	15 722	345/138	400	3	conv.	301 a 450	TRANSF.
11	UPE 3-11	69/MT   0 a 15-3-TRANSF.	27 669	69/MT	10	3	conv.	0 a 15	TRANSF.
12	UPE 3-12	69/MT   16 a 25-3-TRANSF.	19 455	69/MT	20	3	conv.	16 a 25	TRANSF.
13	UPE 3-13	69/MT   26 a 35-3-TRANSF.	17 581	69/MT	30	3	conv.	26 a 35	TRANSF.
14	UPE 3-14	69/MT   36 a 50-3-TRANSF.	16 645	69/MT	40	3	conv.	36 a 50	TRANSF.

**Tabla 1.12 - Costo de UPEs de Líneas**

Orden	Código	Código aux	Costo Unitario (US\$/km)	Zona	Inst.	Terreno	Tensión (kV)	Vano medio	Ternas	Cond. por fase	HG	Mat. Cond	Sección	Poste	Aislación	Cimiento	Costo Servidumbre. (US\$/km)
1	UPE 4-1	345kV2DT559,5Llano/Ond.Rural	277 556	Rural	Aérea	Llano/Ond.	345	400	2	2	2	ACSR	559,5	Celosía	Polímero	Concreto	10 500
2	UPE 4-2	345kV3DT559,5Llano/Ond.Rural	316 687	Rural	Aérea	Llano/Ond.	345	400	2	3	2	ACSR	559,5	Celosía	Polímero	Concreto	10 500
3	UPE 4-3	345kV2DT559,5MontañosoRural	299 374	Rural	Aérea	Montañoso	345	400	2	2	2	ACSR	559,5	Celosía	Polímero	Concreto	1 750
4	UPE 4-4	345kV3DT559,5MontañosoRural	339 286	Rural	Aérea	Montañoso	345	400	2	3	2	ACSR	559,5	Celosía	Polímero	Concreto	1 750
5	UPE 4-5	138kV1ST477Llano/Ond.Rural	82 114	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	1	1	1	ACSR	477	Concreto	Disco	Concreto	6 600
6	UPE 4-6	138kV1DT477Llano/Ond.Rural	137 274	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	2	1	2	ACSR	477	Concreto	Disco	Concreto	6 600
7	UPE 4-7	138kV1ST477MontañosoRural	88 786	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	1	1	1	ACSR	477	Celosía	Disco	Concreto	1 100
8	UPE 4-8	138kV1DT477MontañosoRural	157 857	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	2	1	2	ACSR	477	Celosía	Disco	Concreto	1 100
9	UPE 4-9	138kV1ST559,5Llano/Ond.Rural	84 412	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	1	1	1	ACSR	559,5	Concreto	Disco	Concreto	6 600
10	UPE 4-10	138kV1DT559,5Llano/Ond.Rural	141 869	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	2	1	2	ACSR	559,5	Concreto	Disco	Concreto	6 600
11	UPE 4-11	138kV1ST559,5MontañosoRural	91 084	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	1	1	1	ACSR	559,5	Celosía	Disco	Concreto	1 100
12	UPE 4-12	138kV1DT559,5MontañosoRural	162 452	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	2	1	2	ACSR	559,5	Celosía	Disco	Concreto	1 100
13	UPE 4-13	138kV2ST477Llano/Ond.Rural	100 500	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	1	2	1	ACSR	477	Concreto	Disco	Concreto	6 000
14	UPE 4-14	138kV2DT477Llano/Ond.Rural	174 247	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	2	2	2	ACSR	477	Concreto	Disco	Concreto	6 600
15	UPE 4-15	138kV2ST477MontañosoRural	107 745	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	1	2	1	ACSR	477	Celosía	Disco	Concreto	1 100
16	UPE 4-16	138kV2DT477MontañosoRural	195 745	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	2	2	2	ACSR	477	Celosía	Disco	Concreto	1 100
17	UPE 4-17	138kV2ST559,5Llano/Ond.Rural	105 095	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	1	2	1	ACSR	559,5	Concreto	Disco	Concreto	6 600
18	UPE 4-18	138kV2DT559,5Llano/Ond.Rural	183 437	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	2	2	2	ACSR	559,5	Concreto	Disco	Concreto	6 600
19	UPE 4-19	138kV2ST559,5MontañosoRural	112 340	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	1	2	1	ACSR	559,5	Celosía	Disco	Concreto	1 100
20	UPE 4-20	138kV2DT559,5MontañosoRural	204 935	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	2	2	2	ACSR	559,5	Celosía	Disco	Concreto	1 100
21	UPE 4-21	138kV2ST477Llano/Ond.Urbana	131 616	Urbana	Aérea	Llano/Ond.	138	167	1	2	1	ACSR	477	Concreto	Disco	Concreto	4 400
22	UPE 4-22	138kV2DT477Llano/Ond.Urbana	213 027	Urbana	Aérea	Llano/Ond.	138	167	2	2	2	ACSR	477	Concreto	Disco	Concreto	4 400
23	UPE 4-23	138kV2ST559,5Llano/Ond.Urbana	131 616	Urbana	Aérea	Llano/Ond.	138	167	1	2	1	ACSR	559,5	Concreto	Disco	Concreto	4 400
24	UPE 4-24	138kV2DT559,5Llano/Ond.Urbana	213 027	Urbana	Aérea	Llano/Ond.	138	167	2	2	2	ACSR	559,5	Concreto	Disco	Concreto	4 400
25	UPE 4-25	138kV2ST477Llano/Ond.UrbanaD	278 195	UrbanaD	Aérea	Llano/Ond.	138	143	1	2	1	ACSR	477	Metálico	Resina	Concreto	4 400
26	UPE 4-26	138kV2DT477Llano/Ond.UrbanaD	365 425	UrbanaD	Aérea	Llano/Ond.	138	143	2	2	2	ACSR	477	Metálico	Resina	Concreto	4 400
27	UPE 4-27	138kV2ST559,5Llano/Ond.UrbanaD	282 790	UrbanaD	Aérea	Llano/Ond.	138	143	1	2	1	ACSR	559,5	Metálico	Resina	Concreto	4 400
28	UPE 4-28	138kV2DT559,5Llano/Ond.UrbanaD	374 615	UrbanaD	Aérea	Llano/Ond.	138	143	2	2	2	ACSR	559,5	Metálico	Resina	Concreto	4 400
29	UPE 4-29	69kV1ST477Llano/Ond.Rural	95 531	Rural	Aérea	Llano/Ond.	69	222	1	1	1	ACSR	477	Concreto	Disco	Concreto	2 200
30	UPE 4-30	69kV1ST477MontañosoRural	96 013	Rural	Aérea	Montañoso	69	286	1	1	1	ACSR	477	Celosía	Disco	Concreto	1 100
31	UPE 4-31	69kV1ST559,5Llano/Ond.Rural	97 829	Rural	Aérea	Llano/Ond.	69	222	1	1	1	ACSR	559,5	Concreto	Disco	Concreto	2 200
32	UPE 4-32	69kV1ST559,5MontañosoRural	98 310	Rural	Aérea	Montañoso	69	286	1	1	1	ACSR	559,5	Celosía	Disco	Concreto	1 100
33	UPE 4-33	69kV1ST4/0Llano/Ond.Rural	84 822	Rural	Aérea	Llano/Ond.	69	222	1	1	1	ACSR	4/0	Concreto	Disco	Concreto	2 200
34	UPE 4-34	69kV1ST4/0MontañosoRural	85 304	Rural	Aérea	Montañoso	69	286	1	1	1	ACSR	4/0	Celosía	Disco	Concreto	1 100
35	UPE 4-35	69kV1ST477Llano/Ond.Urbana	161 886	Urbana	Aérea	Llano/Ond.	69	111	1	1	1	ACSR	477	Concreto	Resina	Concreto	4 400
36	UPE 4-36	69kV1ST559,5Llano/Ond.Urbana	164 183	Urbana	Aérea	Llano/Ond.	69	111	1	1	1	ACSR	559,5	Concreto	Resina	Concreto	4 400
37	UPE 4-37	69kV1ST4/0Llano/Ond.Urbana	151 177	Urbana	Aérea	Llano/Ond.	69	111	1	1	1	ACSR	4/0	Concreto	Resina	Concreto	4 400



## b) Instalaciones No Eléctricas

Los costos unitarios de bienes de capital no eléctricos tales como terrenos, vehículos, edificios, servidumbres, sistemas informáticos, etc. fueron obtenidos relevando precios locales.

**Tabla 1.13 - Costo de Bienes No Eléctricos**

<b>EDIFICIOS y TERRENOS</b>	<b>[U\$/m<sup>2</sup>]</b>
Edificio Sede Central	3 000
Edificios Regionales	1 500
Depósitos	500
Terrenos de SSEE	1
<b>ELEMENTOS DE OFICINA</b>	<b>[U\$/u]</b>
Celular	100
Equipamento PC	800
Software PC	1 000
Escritorio de 3 cajones	348
Escritorio director	295
Mesa de reunión director	492
Silla	73
Silla presidente	195
Cajonera	81
Armario director	216
Armario ejecutivo	1 666
Accesorios	95
Notebook	2 040
Grabador de CD	125
Impresora a láser	520
Mesa recepción	279
Counter	205
Silla de espera p/ 3 personas	112
Silla de Recepción	60
Proyector	1 037
<b>VEHÍCULOS</b>	<b>[U\$/u]</b>
Automovil	10 076
Camioneta	23 032
Camion	43 185
Elevador	53 261
Grúa 15 T	129 555
Camion lava aisladores	143 949
<b>SISTEMAS INFORMÁTICOS</b>	<b>[U\$/u]</b>
Sistema de Gestión	2 000 000
SCADA	3 500 000
GIS	350 000
Sistema de Adm. y Finanzas	2 200 000
Sistemas Centrales (Servidores)	2 000 000
Eq. Almacenamiento, Medición y Control	250 000



### 1.2.2.2 Costos de Explotación

#### a) General

Los Costos de Explotación se definieron sobre la base de costos unitarios de personal (sueldo más cargas sociales), materiales eléctricos (ídem a los utilizados para valorizar bienes de capital), kits de mantenimiento y reparación de instalaciones, servicios (electricidad, comunicaciones, etc.), módulos de equipamiento de oficinas, combustibles y elementos consumibles.

Teniendo en cuenta su gran incidencia, los costos de Personal se definieron sobre la base de un trabajo específico sobre el tema, la encuesta de la Consultora ROS de República Dominicana.

Los costos específicos de administración de edificios (servicios, seguros, mantenimiento) se obtuvieron estudiando liquidaciones reales de edificios de oficina de Buenos Aires.

Los restantes costos unitarios fueron relevados en Santo Domingo.

#### b) Salarios

Para la elaboración de las tablas de sueldos y beneficios de la empresa modelo se analizaron los datos incluidos en el estudio Compensación y Beneficios 2007 VIII Versión, realizado por ROS Seguros & Consultoría y CD Consultores.

De entre los “sectores” en que está dividido el trabajo se tomó el de Servicios, que incluye, entre otras, la actividad de energía.

Por cantidad de personal la EM se ubica en el rango denominado Empresa I y por nivel de facturación en el rango Empresa II, que es la que se considerará para la escala Promedio General de Sueldos.

Los salarios a que hace referencia el informe están regulados bajo la Ley 1692, más conocida como Código de Trabajo, que es la que regula todos los asuntos relacionados con el trabajo en la República Dominicana, desde la definición del contrato de trabajo, sus modalidades las regulaciones tanto oficial como privadas de las condiciones de los diferentes tipos de contrato de trabajo, hasta los procedimientos de aplicación de la ley tanto de parte de las partes administrativas como de los tribunales, conjuntamente con el reglamento para la aplicación de este Código.

Se reconocieron los siguientes beneficios:

Los beneficios que manda la Ley son:

El **Salario de Navidad** es la duodécima parte del salario ordinario devengado por el empleado en el año calendario (Código de trabajo art. 219 al 222). En las empresas de servicios es de un salario

**Vacaciones** (Código de trabajo art. 177 al 191) es el mínimo es de 14 días al año para aquellos con una antigüedad de un año como mínimo. En las empresas de servicios mantienen en promedio el mínimo estipulado por ley (14 días) hasta un máximo de 19 días en promedio.



**Bono Vacacional** es un beneficio no estipulado por ley; sólo un 50% de las empresas lo paga, sin embargo el Código laboral en el art. 177 habla de un anticipo o disfrute de un salario según la siguiente escalas: de 1 a 4 años de antigüedad, 14 días de salario ordinario, de 5 años de antigüedad en adelante, 18 días de salario ordinario.

**Bonificaciones** (Código de Trabajo art. 223 a 227) se debe repartir entre los trabajadores el 10% de la utilidad fiscal.

**Seguridad Social** (Ley de Seguridad Social N° 87-01, Art. 56) los aportes deducibles es del 10% del sueldo de cada trabajador, aportando la empresa 7.12% y 2.88% aportado por el empleado.

**Seguro de Vida** Las empresas suelen tener contratado un seguro de vida para sus empleados. En el área de servicios en promedio es de 25 la cantidad de sueldos asegurados.

**Seguro médico** La mayoría de las empresas cuentan con un seguro médico para su personal y los dependientes de estos; su costo anual promedio por empleado es de \$15.73. Ciertas empresas ofrecen cobertura internacional para puestos ejecutivos. Esta clase de seguros ofrece servicios ambulatorios, de internación y por maternidad.

**Subsidio escolar por hijo** Es una ayuda de la organización al empleado que depende de su antigüedad, cargo, cantidad de hijos y su edad, inclusive del desempeño del empleado.

Los beneficios voluntarios son:

**Premios.** Las empresas dan diferentes incentivos para motivar a su personal. Los más comunes se realizan por niveles al mejor empleado, supervisor o ejecutivo.

**Tarjeta de crédito.** Es una ayuda de parte de la organización y varía dependiendo de la antigüedad y cargo que ocupe el empleado en la empresa.

**Gastos de representación.** Es una ayuda de parte de la organización y varía dependiendo de la antigüedad y cargo que ocupe el empleado en la empresa.

**Congresos y Convenciones.** Las empresas invierten una cantidad presupuestada a la cual están atadas las aprobaciones de estos congresos, estas mismas financian hasta un 100%.

**Asociaciones.** Las empresas cubren al 100% las membresías de sus ejecutivos y demás empleados a las asociaciones profesionales.

**Bonos.** Los bonos equivalen a la consecución de los objetivos y a la remuneración pactada por ellos.

**Comisiones.** Es el pago adicional sobre un porcentaje de las vetas realizadas u operaciones concretadas. Se aplica en áreas donde se puede precisar el resultado específico de una persona y éste sea medible en dinero. Se aplican especialmente en puestos como director comercial o de negocios, gerente de mercadeos, representantes de ventas entre otros.

**Comedor.** Son los servicios de comedor que se le ofrecen al empleado, la empresa subsidia un porcentaje y el empleado otro, éste depende del tamaño de la empresa.

**Prestamos personales.** Las empresas otorgan préstamos personales a sus empleados en el cual la tasa de interés a cobrar y los plazos de liquidación de la deuda dependen de la



política de la empresa y del fin con que se aprueba el préstamo.

**Cooperativas.** Creadas con el fin de fomentar el ahorro a los empleados con cantidades máximas y mínimas a partir de las cuales se otorgan préstamos a los empleados que varían según el sueldo.

**Transporte.** Es un beneficio otorgado voluntariamente por la empresa y es cubierto en un 100% por la organización. Otro beneficio es el pago del peaje de transporte, muy pocas empresas lo dan.

**Compensación de auto.** Es una política de la empresa de asignar un vehículo a sus empleados para un mejor desempeño de sus funciones, generalmente son para niveles ejecutivos, pero en empresas que prestan servicios son destinados al nivel operativo. Es la empresa la responsable de cubrir el 100% de los gastos de mantenimiento y combustible.

**Vehículo personal.** Es cuando la empresa subsidia al empleado por el uso de su vehículo personal al servicio de la empresa, los casos más frecuentes de esta práctica es a nivel operativo y de línea como por ejemplo en ventas, cobranzas y mensajería.

**Celular y Radio.** Las empresas pueden proporcionar celulares o radios a sus empleados dependiendo de la naturaleza de sus funciones. Estos gastos son financiados en un 100% por la empresa.

**Clubes** Son espacios que ofrece la empresa para liberar el estrés acumulado además de proporcionar un lugar idóneo para que los ejecutivos se relacionen con otros funcionarios o empresarios importantes.

**Viajes.** Las empresas cubren el 100% de los viajes realizados por sus empleados con motivo de trabajo.

**Uniformes.** Dependen de la homogeneidad de la empresa y de la actividad que desarrollen.



ConCol

SIGLA  
Consultora en Energía

Tabla 1.14 – Salarios y Beneficios (según encuesta ROS)

Cod	Puesto	Sueldo Mensual	Pagos Fijos	Pagos Variables - Bonificación	Pagos Variables - Comisiones	Pagos Variables - Bonos e Incent.	Beneficio por Auto	Seguros de vida y Salud	Plan de Pensiones	COSTO EMPRESARIO
1000	Presidente	385 694	814 824	647 410	0	1 072 092	599 474	74 415	94 616	7 931 157
1001	Asistente Dirección	48 072	92 928	90 687	0	34 187	15 550	21 757	41 073	873 052
1010	Vicepresidente Ejecutivo	157 921	996 596	450 404	0	144 977	181 321	40 504	94 616	3 803 468
9000	Director Jurídico	134 495	298 240	298 558	0	41 793	314 968	30 040	94 616	2 692 154
4200	Abogado I	86 233	158 826	185 656	0	52 964	62	30 344	73 677	1 536 320
4200	Asistente Legal	86 233	158 826	185 656	0	52 964	62	30 344	73 677	1 536 320
8000	Director de Gestión Humana	179 325	329 081	258 425	0	218 796	410 231	34 138	94 616	3 497 192
8230	Encargado de Capacitación	46 614	78 528	71 780	0	20 980	21 339	17 247	39 827	809 064
8250	Encargado de Compensación	51 138	91 153	60 593	0	18 365	17 591	16 104	43 693	861 155
8260	Asistente de Personal	22 737	45 140	39 748	0	10 007	0	17 217	19 426	404 378
8270	Supervisor de Seguridad Física	39 387	90 121	64 325	0	28	19 109	17 247	33 653	697 131
7000	Director de Logística	160 860	266 237	227 642	0	263 493	208 631	24 522	93 779	3 014 626
7120	Planeador de Compras	49 861	85 043	70 222	0	24 974	0	17 929	426	796 928
7112	Auxiliar de Tráfico de Aduanas	2 125	46 013	38 872	0	9 763	0	10 100	18 153	148 397
6000	Director de Sistemas	156 575	440 507	249 177	0	228 296	354 518	52 266	94 616	3 298 281
6130	Analista de sistemas	44 395	75 543	6 383	0	17 932	0	17 021	37 932	687 556
6170	Soporte Técnico	31 231	55 667	43 451	0	9 589	12 184	16 106	26 684	538 452
4400	Auditor Interno	84 561	117 958	141 388	0	18 937	88 437	18 671	72 249	1 472 375
4501	Analista de Crédito	22 697	39 724	48 934	0	0	0	9 463	19 393	389 875
4502	Auxiliar de Créditos y Cobros	15 966	26 854	18 927	11 436	1 653	0	13 903	13 640	278 001
4000	Director de Finanzas	177 908	365 955	357 619	0	278 562	350 685	70 758	94 616	3 653 096
4002	Analista Financiero	48 504	98 264	90 847	0	16 048	0	27 962	41 441	856 608
4200	Contador General	86 233	158 826	185 656	0	52 964	62	30 344	73 677	1 536 320
4221	Asistente de Contabilidad	20 385	27 141	22 223	0	0	0	11 824	17 417	323 226
2000	Director de Operaciones	197 044	396 186	317 817	0	516 395	405 293	52 267	94 616	4 147 099
2130	Gerente de Ingeniería	127 507	199 967	142 948	0	66 653	210 000	20 952	94 616	2 265 221
2131	Ingeniero Industrial	45 487	75 604	76 675	0	2 419	11 135	16 898	38 864	767 440
2400	Gerente de Higiene y Seguridad	71 477	111 653	112 614	0	43 583	71 802	20 983	61 070	1 279 429
2300	Gerente de Mantenimiento	8 936	155 026	152 842	0	90 650	122 938	18 669	76 350	723 706
2310	Ingeniero de Mantenimiento	51 142	73 852	79 387	0	15 332	48 410	20 952	43 695	895 327
2314	Auxiliar de Mantenimiento	10 927	13 676	16 048	0	0	0	9 546	9 336	179 728
2315	Técnico Electricista Sr.	17 946	18 904	19 850	0	0	0	11 483	1 533	267 120
2316	Técnico Electricista	14 289	351	1 704	0	0	6 296	7 080	122	187 019
2316	Técnico Electrónico	14 289	351	1 704	0	0	6 296	7 080	122	187 019
2200	Ingeniero de Calidad	100 537	130 043	121 675	0	96 794	214 359	18 741	85 899	1 873 957
2316	Técnico Calibración	14 289	351	1 704	0	0	6 296	7 080	122	187 019
2410	Inspector de Higiene y Seguridad	28 617	45 484	52 641	0	14 977	0	13 220	24 451	494 180
5220	Secretaria III	28 391	68 215	68 040	0	10 537	0	16 900	24 258	528 645
5210	Secretaria II	22 553	48 501	45 357	0	8 616	1 945	14 515	19 269	408 833
5240	Auxiliar de Administración	14 505	42 580	33 507	0	7 747	0	13 287	12 393	283 569
5250	Chofer	15 828	36 650	25 235	0	8 148	5 668	16 104	13 524	295 264
Personal de Cuadrillas										
2314	Auxiliar de Mantenimiento	10 927	13 676	16 048	0	0	0	9 546	9 336	179 728
2313	Mecánico C	14 979	27 217	25 478	5 927	8 277	0	14 523	12 798	273 972
2315	Técnico electricista sr.	17 946	18 904	19 850	0	0	0	11 483	1 533	267 120
2316	Técnico electricista	14 289	351	1 704	0	0	6 296	7 080	122	187 019
2512	Montacarguista	10 917	23 955	16 675	0	7 707	0	17 092	9 327	205 755



## c) Vehículos

Los costos anuales de los diferentes tipos de vehículos y equipos especiales utilizados en las tareas directas de operación y mantenimiento, así como los de movilidad del personal de supervisión de las sedes regionales, se calcularon en base a los siguientes valores específicos.

**Tabla 1.15 - Costo Unitario de Mantenimiento y Combustible de Vehículos**

Código	Descripción	Mantenimiento	Combustible
		U\$\$/km	[U\$\$/km]
V2	Camioneta	0,64	0,16
V3	Camion	0,64	0,21
V4	Elevador	0,64	0,21
V5	Grúa 15 T	0,64	0,26
V6	Camion lava aisladores	0,64	0,42

## d) Otros Costos

**Tabla 1.16 - Costos Unitarios de Servicios, Insumos y Viáticos**

COMUNICACIONES	Unidad	Valor
Llamada de teléfono fijo urbana	US\$/línea telefónica fija	61,8
Llamada de celular	US\$/llamada	0,1
INSUMOS	Unidad	Valor
hoja de impresión	US\$/unidad	0,2
cartucho para impresora	US\$/unidad	21,8
Reproducciones	US\$/sector-mes	100
VIÁTICOS	Unidad	Valor
Monto asignado para hotel, comida y traslado	US\$/día	175
SERVICIOS	Unidad	Valor
Vigilancia y seguro de Activos (salario)	US\$/mes-vigilante	447,1
Limpieza	US\$/m2-mes	1,6
Mantenimiento General	US\$/m2-mes	0,6
Agua bebible (de botellón)	US\$/galón	0,3
Agua de grifo	US\$/m2-mes	0,1
Electricidad	US\$/kWh-mes	5,1
Seguros	US\$/m2-mes	0,1
Varios	US\$/m2-mes	0,2

**1.2.3 VNR Eléctrico**

El VNR de los activos eléctricos fue obtenido como la suma producto de la cantidad de instalaciones itemizadas en términos de UPEs por sus respectivos costos unitarios.

Los pasos seguidos fueron:

- Confección de un Inventario de las instalaciones que están prestando servicio



actualmente (año base 2007), incluidas en el documento ETED “Peaje de Transmisión 2007-2010”, de marzo 2007, más las instalaciones del documento “Ampliación del Sistema de Transmisión 345 kV y Obras complementarias 138 kV del SENI”, de octubre 2007, estas últimas con sus respectivos años de ingreso al sistema (Hojas INVENTARIO de los archivos “ETED Inventario de Líneas.xls” y “ETED Inventario de SSEE.xls”).

- Confección de un Inventario en términos de UPEs, en el que las unidades existentes y previstas fueron reemplazadas por las estándar correspondientes (Archivo “ETED Inventario en términos de UPEs.xls”).
- Suma producto de cantidades por costos unitarios, año por año.

Cabe aclarar que en el “Inventario” se han incluido las instalaciones que actualmente están prestando servicio más las previstas en el Plan de Expansión suministrado por la ETED.

V N R	VALOR	Costo de proveer, construir y poner en servicio instalaciones (terreno, servidumbres, materiales, transporte, montaje, indirectos, imprevistos, financieros y beneficios de empresa)
	NUEVO	Sin depreciación
	REPOSICIÓN	No necesariamente de la instalación existente, sino de una equivalente que pueda prestar servicio con la calidad requerida, al mínimo costo.

▪

Los valores obtenidos son los siguientes (ver detalle en archivo “ETED VNR.xls”, anexo):

**Tabla 1.17 - VNR Eléctrico**

	2007	2008	2009	2010	2011
	[U\$S]	[U\$S]	[U\$S]	[U\$S]	[U\$S]
Líneas	401 160 213	405 595 714	447 970 124	477 374 418	517 467 715
Subestaciones	167 980 490	170 276 808	210 010 896	215 071 169	239 092 286

## 1.2.4 Requerimientos de la Empresa Modelo

### 1.2.4.1 Introducción

Según lo ya detallado en el Segundo Informe Parcial, los recursos humanos y el equipamiento requeridos por la EM para llevar a cabo una gestión de explotación eficiente fueron estimados en dos grupos de diferente naturaleza.

Los “de Estructura” son los recursos de personal de planta permanente y los edificios, muebles y útiles y otros servicios necesarios para que dicho personal lleve a cabo sus tareas (comunicaciones, transporte, etc.) y los “de Intervenciones” son los del personal numerario, no identificado en el Organigrama, dedicado exclusivamente a las actividades de O&M, con su respectivo equipamiento (cuadrillas que llevan a cabo las Intervenciones de O&M sobre la red).

Estos últimos pueden ser propios o subcontratados a terceros y se estimaron analizando las necesidades de mano de obra, vehículos, herramientas y material consumible de cada tarea



específica o “intervención”.

Se usaron como guía los criterios utilizados por el Ente Regulador de Energía de Brasil (Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL) y la experiencia del Consultor en trabajos similares.

El desarrollo del cálculo y los resultados pueden verse en detalle en el Modelo adjunto (archivo Excel “ETED Costos Explotación.xls”).

#### 1.2.4.2 Recursos de Estructura

##### a) Personal

La planta permanente de personal de estructura se dimensionó previendo las funciones inherentes a la empresa de transmisión, entre ellas las necesarias para dar soporte a las actividades de O&M. Se establecieron los cargos (gerente, secretaria, asistentes, etc) y las cantidades de personal necesarias teniendo en cuenta el tamaño de la empresa y las instalaciones de transmisión.

**Tabla 1.18 - Cantidad de Personal de Estructura**

ESTRUCTURA DEL PERSONAL	SEDES REGIONALES			
	Sede Central	Regional I	Regional II	Regional III
Subestaciones con personal propio		10	9	8
Subtotales	176	41	41	34
<b>ESTRUCTURA DE SEDE CENTRAL</b>				
Consejo de Administración	8			
Dirección Ejecutiva	7			
Asesoría de Asuntos Legales	10			
Departamento de RRHH	11			
Gerencia de Sistemas	18	6	6	6
Departamento de Auditoría Interna	8			
Gerencia de Contabilidad y Gestión	12			
Gerencia de Logística y Abastecimiento	12			
Gerencia de Operaciones	36			
Gerencia de Ingeniería y Planeamiento	39			
Gerencia de Mantenimiento	15			
<b>ESTRUCTURA DE SEDES REGIONALES</b>				
Gerencia Regional	0	35	35	28
<b>CANTIDAD TOTAL DE PERSONAL</b>		<b>319</b>		

##### b) Equipamiento e Insumos

Se conformaron Módulos de Equipamiento de Oficina y Personal de Planta.

La finalidad de cada módulo es la siguiente:

- M1 Colectivo: elementos de oficina en general, no asignados a ningún puesto en particular. Grupo de hasta 10 personas



- M2 Director: elementos de oficina para gerentes y jefes
- M3 Administrativo: elementos de oficina para áreas administrativas, recepción, puestos no gerenciales
- M4 Técnico: elementos de oficina para áreas técnicas, de ingeniería y soporte
- M5 O&M: equipamiento de cuadrillas

**Tabla 1.19 - Composición y Cantidad de Módulos de Equipamiento de Oficina**

Descripción	M1	M2	M3	M4	M5
Celular	0	1	0	1	1
Equipamiento PC		1	1	1	1
Software PC		1	1	1	1
Escritorio de 3 cajones				1	
Escritorio director		1			
Mesa de reunión director		1			
Silla		8		1	4
Silla presidente		1			
Cajonera		2	1	1	1
Armario director		2	1		
Armario ejecutivo	1			1	
Accesorios	2	1	1	1	2
Notebook	2				
Grabador de CD	1				
Impresora a láser	1		1	1	
Mesa recepción	1		1		2
Counter de recepción	1				
Silla de espera p/ 3 personas	2				
Silla de Recepción	2		1		
Proyector	1				
<b>Total</b>	<b>32</b>	<b>22</b>	<b>81</b>	<b>187</b>	<b>27</b>

Se previeron además cantidades anuales de materiales consumibles de oficina, agua potable, etc.

c) Servicios

Se estimaron las necesidades de servicios de vigilancia, electricidad, comunicaciones con equipos fijos y móviles, limpieza de oficinas, transporte para supervisores y profesionales técnicos y administración y mantenimiento de edificios.



### 1.2.4.3 Recursos para Intervenciones de O&M

#### a) Intervenciones de O&M

Se definieron las actividades de operación y mantenimiento que permiten mantener las instalaciones durante su vida útil conforme a las indicaciones del fabricante y a las reglas del arte.

Las tareas para líneas y estaciones de O&M se agruparon en:

- Operación: tareas de maniobra programadas o de emergencia ante fallas.
- Reparación: tareas que tienen origen en la rotura de materiales por fallas de fabricación, accidentes, vandalismo, causas climáticas o errores de maniobra.
- Revisión: tareas relacionadas con la visita periódica a las instalaciones y la ejecución de acciones correctivas menores.
- Adecuación (acondicionamiento): tareas periódicas de mantenimiento preventivo y/o ajuste de las instalaciones.

Actividades en líneas áreas:

- Trabajos con Tensión (TCT)
- Cambio de aisladores de retención y de suspensión
- Reparación de conductor deshilachado de fases
- Reparación de conductor deshilachado de hilo de guardia
- Lavado de aisladores
- Retensado de conductores
- Cambio de fibra óptica
- Cambio de separadores
- Termografía
- Perfilado de aisladores
- Trabajos en Emergencias
- Desarmado y retiro de estructuras
- Armado de estructuras de suspensión
- Reparación o reemplazo conductor de fase e hilo de guardia
- Colocación manguitos
- Colocación separación de amortiguadores
- Colocación cadenas aisladores



- Reparación de bases
- Tendido de conductores
- Tendido de hilo de guardia
- Tendido de fibra óptica
- Tareas Rutinarias
- Inspección visual de estado de aisladores, conductores de fase, hilo de guardia, separadores, amortiguadores, riendas, bulonería, antiescaladores, carteles.
- Reparación de riendas, bulonería, antiescaladores, carteles.
- Desmalezado zona bajo línea
- Poda de árboles
- Medición de resistencia de puesta a tierra
- Medición de resistividad del terreno

#### Actividades de Reparación en subestaciones

- Campo de línea o transformador de UAT o AT
- Interruptores
- Seccionadores
- Protecciones de líneas y transformadores
- Equipos de comunicaciones (RTU, antenas, onda portadora)
- Servicios auxiliares de la subestación UAT/AT
- Transformadores de Potencia
- Equipos de compensación UAT y AT
- Bancos y cargadores de baterías
- Equipos de Medición Comercial
- Pórticos y estructuras
- Equipos de iluminación y seguridad
- Otros equipos UAT, AT y MT

Las tareas de revisión de instalaciones se plantearon considerando la subestación “en servicio” (E/S) y las de adecuación o de mantenimiento programado considerándola “fuera de servicio” (F/S).

La EM contempla una mínima tercerización de actividades (seguridad, limpieza). Las restantes, sean de soporte o de O&M, fueron previstas con personal propio.

#### b) Personal de Cuadrillas



Se definieron cuadrillas de operación y mantenimiento de líneas aéreas y de subestaciones del tipo y grado de especialización requeridos según las tareas a realizar.

C1	Inspección, consignaciones y maniobras
C2	Poda de árboles y trabajos menores (adecuación estructuras, morsetería / tornillería, antiescalantes)
C3AT y EAT	Trabajos con tensión y cambio de estructuras
C4	Protecciones, comunicaciones y control
C5 AT y EAT	EETT
C6	Trabajos en aisladores (perfilado y limpieza)

AT: hasta 138 kV, EAT:345 kV

Las intervenciones fueron planteadas por nivel de tensión y por tipo de instalación (líneas de AT, subestaciones AT/MT) y por tipo de zona (urbana, rural montañoso y rural llano).

En la determinación de la frecuencia de intervención y tiempo de ejecución se consideraron:

- Aspectos específicos de cada tarea (“reglas del arte”), que incluyen la calidad de la ejecución, la importancia y tipo de la instalación, normas de seguridad, etc.
- Características de diseño y construcción de las instalaciones.
- Recomendaciones de fabricantes de equipos.
- Arquitectura de la red (topología).
- Estadísticas de fallas.

Los rendimientos y frecuencias de intervención son los de instalaciones típicas correctamente diseñadas y en buen estado, independientemente del estado de conservación de las instalaciones existentes del transportista.

Los tiempos de cuadrilla “por intervención” se obtuvieron multiplicando las cantidades de intervenciones anuales por los respectivos tiempos medios eficientes de ejecución, más los de traslado.

La cantidad de personal numerario de cuadrillas, no identificado en el organigrama de la empresa, se obtuvo a partir de la estimación de la cantidad horas anuales de cuadrilla de cada tipo requeridas para llevar a cabo las Intervenciones de O&M.

[Cuadrillas-hora anuales necesarias / horas laborables por año / factor de afectación (0,75)]

Horas de trabajo por día	7,5
Días de trabajo por semana	5
Semanas laborables al año	48

El factor de afectación tiene en cuenta que el aprovechamiento del personal de cuadrilla



durante las horas laborables nunca puede ser del 100% debido a la necesidad de tener disponibilidad permanente para atender fallas imprevistas.

**Tabla 1.20 - Cantidad Equivalente de Personal de Cuadrilla**

Cód.	Descripción	Cuadrilla								Total
		C1	C2	C3 AT	C3 EAT	C4	C5 AT	C5 EAT	C6	
O1	Jefe de Equipo	49	6	1	0	0	5	0	13	74
O2	Asistente	49	12	0	0	0	0	0	13	74
O3	Ayudante	0	12	2	0	0	5	0	13	32
O4	Chofer- (Op. Grúa)	0	0	1	0	0	5	0	0	6
O5	Técnico Especialista	0	0	1	0	1	5	0	13	20
<b>Total</b>									<b>206</b>	

c) Vehículos

La cantidad de vehículos considerada en el cálculo del VNR surge de cantidad horas anuales de vehículo de cada tipo requeridas para llevar a cabo las Intervenciones de O&M requeridas por la EM.

[Vehículo-hora anuales necesarios / horas laborables por año / factor de uso estimado]

El factor de uso tiene en cuenta que el aprovechamiento de un vehículo durante las horas laborables nunca puede ser del 100% debido a la necesidad de tener vehículos adicionales disponibles para atender fallas imprevistas.

**Tabla 1.21 - Cantidad Equivalente de Vehículos de Cuadrilla**

Cód.	Descripción	Cuadrilla								Total
		C1	C2	C3 AT	C3 EAT	C4	C5 AT	C5 EAT	C6	
V2	Camioneta	49	6	1	0	1	5	0	26	88
V3	Camión	0	0	1	0	0	0	0	0	1
V4	Elevador	0	12	0	0	0	0	0	0	12
V5	Grúa 15 T	0	0	1	0	0	5	0	0	6
V6	Camión lava aisladores	0	0	0	0	0	0	0	13	13
<b>Total</b>									<b>120</b>	

d) Repuestos

Se previeron kits de reparación, materiales consumibles y materiales de línea y subestaciones para reposición de los averiados.

### 1.2.5 VNR No Eléctrico



El VNR de las instalaciones no eléctricas fue obtenido como la suma producto de cantidades adaptadas definidas en el punto anterior por sus correspondientes costos unitarios.

a) Superficies de terrenos y edificios adaptadas

Los criterios aplicados en la determinación de las superficies adaptadas a las necesidades de la EM se resumen en el cuadro siguiente:

Terreno de subestaciones	Valor estándar en función de la tensión y la cantidad de campos
Edificios	Valor estándar por empleado de la Estructura Central y las Regionales
Estacionamiento	Valor estándar por vehículo de cuadrilla
Depósitos	Valor global por Regional
Franjas de Servidumbre de Electroducto	Ancho creciente con la tensión. Sólo en zonas rurales. Grado de afectación mayor en terrenos planos que en montañosos

b) Sistemas de soporte informático

Sistema de Gestión
SCADA
GIS
Sistema de Administración y Finanzas
Sistemas Centrales (Servidores)
Equipos de Almacenamiento, Medición y Control

**Tabla 1.22 - VNR No Eléctrico**

	2007	2008	2009	2010	2011
	[U\$S]	[U\$S]	[U\$S]	[U\$S]	[U\$S]
Edificios	14 259 000	14 259 000	14 259 000	14 259 000	14 259 000
Módulos de Oficinas	1 565 934	1 565 934	1 565 934	1 565 934	1 565 934
Sistemas Informáticos	10 300 000	10 300 000	10 300 000	10 300 000	10 300 000
Vehículos	5 357 800	5 362 000	6 196 286	6 485 624	6 948 351
<b>TOTAL</b>	<b>31 482 734</b>	<b>31 486 934</b>	<b>32 321 220</b>	<b>32 610 558</b>	<b>33 073 285</b>



### 1.2.6 Resultados

En los puntos anteriores se describieron las tareas realizadas para estimar o relevar costos unitarios y para estimar o computar cantidades de personal, instalaciones y actividades de la EM de Transmisión, necesarias para prestar el servicio durante los años 2008, 2009, 2010 y 2011.

El cálculo del valor del Peaje se calculó año por año sumando la anualidad del capital (FRC del VNR) y los costos de explotación.

Los costos de explotación correspondientes a la Estructura de la empresa se mantuvieron constantes a lo largo del período. Los de Intervenciones de O&M se fueron ajustando con el ingreso de nuevas instalaciones.

		2007	2008	2009	2010	2011
Líneas	VNR	401 160 213	405 595 714	447 970 124	477 374 418	517 467 715
	Inversiones	-	4 435 501	42 374 410	29 404 294	40 093 297
SSEE	VNR	167 980 490	170 276 808	210 010 896	215 071 169	239 092 286
	Inversiones	-	2 296 318	39 734 088	5 060 273	24 021 117
<b>Anualidad Act. Elec.</b>		<b>70 671 314</b>	<b>70 655 209</b>	<b>71 490 921</b>	<b>81 684 170</b>	<b>85 962 728</b>
Act. No Eléctricos	VNR	31 482 734	31 486 934	32 321 220	32 610 558	33 073 285
	Inversiones	-	4 200	834 286	289 338	462 727
<b>Anualidad Act. NO Elec.</b>		<b>5 084 940</b>	<b>5 084 940</b>	<b>5 085 444</b>	<b>5 256 953</b>	<b>5 318 708</b>
Costos Explotación	Estructura	8 516 378	8 516 378	8 516 378	8 516 378	8 516 378
	Intervenciones O&M	4 781 184	4 833 546	5 283 706	5 416 313	5 813 332
<b>Costos Explotación</b>		<b>13 297 561</b>	<b>13 297 561</b>	<b>13 349 923</b>	<b>13 800 083</b>	<b>13 932 691</b>
<b>TOTAL</b>		<b>89 037 710</b>	<b>89 926 289</b>	<b>100 741 206</b>	<b>105 214 127</b>	<b>113 671 937</b>

El Peaje se obtuvo calculando el PAGO del VNA de los cuatro requerimientos de ingreso totales anuales. Se usó una tasa de descuento del 12%.

RESULTADOS		
Valor Presente	307 731 510	[U\$S]
Peaje	101 315 810	[U\$S/año]
	8 442 984	[U\$S/mes]



### 1.2.7 Benchmarking

En la Tabla siguiente se comparan las instalaciones eléctricas y las cantidades totales de personal de la EM de RD con las de la EM de Guatemala (aprobada por la CNEE a principios de 2007 para fijar las tarifas de la empresa de transmisión ETCEE) y las de TRANSBA, empresa privada de transmisión de la Prov. de Buenos Aires, Argentina.

Benchmarking de Empresas de Transmisión Eléctrica					
Datos	Empresa:		ETED (EM)	ETCEE	TRANSBA
	País:		Rep. Dominicana	Guatemala	Argentina (Bs. As.)
	Superficie:	[km <sup>2</sup> ]	48.730	108.890	307.571
	Población:		8.581.477	12.794.361	13.827.203
SSEE	EAT	cant.	0	16	5
	138 kV	cant.	58	7	73
	69 kV	cant.	26	71	5
	Total SSEE	cant.	84	94	83
	Campos	cant.	353	296	468
	Máquinas	cant.	24	111	187
LAT	EAT	[km]	0,0	483,9	177,0
	138 kV	[km]	1.576,7	253,4	4.866,0
	69 kV	[km]	1.749,1	2.023,2	391,0
	Total LAT	[km]	3.325,8	2.760,5	5.434,0
Personal	Sede Central	cant.	176	183	63
	Regionales	cant.	143	134	251
	O&M	cant.	206	184	
	Total Personal	cant.	525	501	314
SE/100 km línea			2,5	3,4	1,5
Campos/SE			4,2	3,1	5,6
Máquinas/SE			0,3	1,2	2,3
Personal/100 km línea			15,8	18,1	5,8
Personal/SE			6,3	5,3	3,8

Nota: a diferencia de la ETED, la ETCEE y TRANSBA operan todas las instalaciones ubicadas dentro del cerco perimetral de las subestaciones, incluidos el transformador AT/MT y las celdas de MT.



### 1.2.8 Fórmula de Indexación Propuesta

La fórmula de indexación propuesta para el Peaje Total de Transmisión (expresado en Dólares de los Estados Unidos de América),  $P_{TU}$ , es la siguiente:

$$P_{TU,i,n} = P_{TU,dic,n-1} \times A_{i,n}$$

Siendo:

$A_{i,n} = \alpha \times \frac{PPI_{i-1,n}}{PPI_{nov,n-1}} + (1-\alpha) \times \frac{IPC_{i-1,n}}{IPC_{nov,n-1}} \times \frac{tc_{nov,n-1}}{tc_{i-1,n}}$	, si	$\alpha \times \frac{PPI_{i-1,n}}{PPI_{nov,n-1}} + (1-\alpha) \times \frac{IPC_{i-1,n}}{IPC_{nov,n-1}} \times \frac{tc_{nov,n-1}}{tc_{i-1,n}} < 1,02$
$A_{i,n} = 1,02$	, si	$\alpha \times \frac{PPI_{i-1,n}}{PPI_{nov,n-1}} + (1-\alpha) \times \frac{IPC_{i-1,n}}{IPC_{nov,n-1}} \times \frac{tc_{nov,n-1}}{tc_{i-1,n}} \geq 1,02$

Donde:

*PPI*: Índice de Precios al Productor o Producer Price Index (Fuente: US Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, variable W PSSOP3000);

*IPC*: Índice de Precios al Consumidor de República Dominicana, índice general;

*tc*: tasa de cambio empleado para realizar la conversión de dólares de Estados Unidos de América a pesos dominicanos;

$\alpha$ : porcentaje de los costos de transmisión correspondientes a bienes transables y no transables. El valor determinado es de 85,1% (0,851)

*i*: mes en que se realiza el transporte, y para el cual se determina el valor unitario del peaje de transmisión;

*i-1*: mes anterior al mes en que se realiza el transporte, y para el cual se determina el valor unitario del peaje de transmisión;

*n*: año en que se realiza el transporte, y para el cual se determina el valor unitario del peaje de transmisión;

*n-1*: año anterior al año en que se realiza el transporte bajo consideración;

*dic*: mes de diciembre;

*nov*: mes de noviembre.

A continuación se presenta el procedimiento del que se deriva la fórmula propuesta.

El peaje de transmisión inicial ( $P_{TU,0}$ ), en dólares de Estados Unidos de América, puede descomponerse sin pérdida de generalidad en costos correspondientes a bienes y servicios transables internacionalmente y en aquellos que no son transables. Sea  $\alpha$  el porcentaje de bienes transables, con lo que se tiene que:



$\alpha \times P_{TU,0}$ : monto del peaje que corresponde a costos de bienes transables y

$(1 - \alpha) \times P_{TU,0}$ : monto del peaje que corresponde a costos de bienes no transables.

Ambos medidos en dólares. En el caso del monto del peaje de bienes no transables se divide el monto en pesos dominicanos por la tasa de cambio del momento 0 para transformarlo en dólares.

Se supone que los precios de los bienes transables internacionalmente evolucionan en concordancia con el índice de precios al productor de Estados Unidos de América (PPI). Al actualizar este componente por inflación se tiene en consecuencia que:

$$\alpha \times P_{TU,t} = \alpha \times P_{TU,0} \times \frac{PPI_t}{PPI_0}$$

Por su parte, el componente de bienes no transables se supone que evoluciona según el índice de precios al consumidor de República Dominicana (IPC)<sup>1</sup>. Dado que este componente está valuado en dólares, previamente debe ser multiplicado por la tasa de cambio del momento 0 para transformarlo en pesos dominicanos a valores del momento 0. Finalmente, debe dividirse por la tasa de cambio del momento t para convertirlo nuevamente en dólares:

$$(1 - \alpha) \times P_{TU,t} = (1 - \alpha) \times P_{TU,0} \times tc_0 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} \times \frac{1}{tc_t} = (1 - \alpha) \times P_{TU,0} \times \frac{IPC_t}{IPC_0} \times \frac{tc_0}{tc_t}$$

La suma de las dos ecuaciones anteriores brinda el valor del peaje en dólares en el momento t:

$$P_{TU,t} = P_{TU,0} \times \left( \alpha \times \frac{PPI_t}{PPI_0} + (1 - \alpha) \times \frac{IPC_t}{IPC_0} \times \frac{tc_0}{tc_t} \right)$$

El cual equivale a la fórmula de indexación propuesta.

Se analizó cada uno de los componentes de los costos y se determinó se correspondían a bienes transables y no transables.

---

<sup>1</sup> En caso de existir un índice de precios al productor para República Dominicana se puede emplear éste último.



	<b>Concepto</b>	<b>Transables</b>	<b>NO Transables</b>	
Activos Eléctricos	Líneas	49 801 496	0	
	Infraestructura	2 440 887	1 084 005	
	Máquinas	5 530 888		
	Campos	11 773 623		
Activos NO Eléctricos	Edificios		1 720 456	
	Vehículos	1 168 383		
	Elem. Oficina	373 165		
	Sistemas Informáticos	1 822 937		
Costos Explotación Estructura	Salarios	0	6 065 046	
	Equipamiento Oficinas	0	69 695	
	Comunicaciones	0	381 970	
	Insumos	172 174	0	
	Viáticos	0	44 275	
	Servicios Edificios	0	753 218	
	Sistemas Informáticos	1 030 000	0	
Costos Explotación Cuadrillas	Cuadrillas	Líneas	0	2 279 632
		SSEE	0	815 894
	Materiales	Líneas	1 012 168	0
		SSEE	627961	0
	<b>TOTAL</b>	<b>75 753 683</b>	<b>13 214 190</b>	
	<b>Porcentaje</b>	<b>85,1%</b>	<b>14,9%</b>	



## 1.3 RECAUDACIÓN DEL PEAJE DE TRANSMISIÓN

### 1.3.1 Método Actual

#### 1.3.1.1 General

En referencia a la remuneración y recaudación tarifaria del sistema de transmisión, la LGE establece:

- La compensación por el *uso* de las instalaciones del sistema de transmisión se denominará peaje de transmisión o PT (Art. 85°, el resaltado es propio).
- El PT estará constituido por el derecho de uso y el derecho de conexión (Art. 86°).

Actualmente el Peaje se recauda mediante los llamados “derechos de uso de energía y potencia” y el “derecho de conexión”.

#### 1.3.1.2 Derechos de Uso

Los Agentes pagan mensualmente a la ETED un Derecho de Uso de Energía y uno de Potencia.

El de Energía es la suma producto de las cantidades de energía inyectadas (signo positivo) o retiradas (signo negativo) por el Costo Marginal de Corto Plazo en las respectivas Barras en las que tienen lugar las inyecciones o retiros, durante todas las horas del mes, para las 347 Barras del Sistema de Transmisión. Para calcularlo se procede según se resume a continuación.

Semanalmente, usando el programa STARNET, el OC realiza flujos de carga mediante los cuales calcula los factores de nodo horarios y promedio semanal, para la semana venidera, para las 347 barras del sistema de transmisión.

Luego, sucesivamente:

- ordena los generadores térmicos por Costos Variable de Producción (CVP) en la Barra de Referencia (Costo Variable / factor de nodo) crecientes
- hora a hora despacha los generadores necesarios para cubrir la demanda
- define el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Activa en la Barra de Referencia (CMGREF) como el Costo Variable de Producción en la Barra de Referencia (Costo Variable / factor de nodo) del último generador despachado
- calcula el Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía Activa en cada Barra “i” (CMGi) como producto del CMGREF por el respectivo factor de nodo promedio semanal.

El de Potencia es la suma producto de las Potencias Firmes calculadas mensualmente (signo positivo) o las demandas de Potencia de Punta estimadas anualmente (signo negativo) por el Costo Marginal de la Potencia en las respectivas Barras en las que tienen lugar las inyecciones o retiros, para las 347 barras del Sistema de Transmisión. Para ello se



procede de la siguiente manera.

Cada cuatro años la SIE calcula el Costo Marginal de la Potencia de Punta en la Barra de Referencia (CMPPBR) según lo indicado en los Art. 276 al 280 del RA de la LGE.

Anualmente el OC, sobre la base de información provista por la demanda, estima la Demanda Máxima Anual Real del año venidero según lo establece el Art. 264 del RA de la LGE y define la Potencia de Punta de la demanda (demandas coincidentes de los Agentes en el día y la hora de punta anual). Al finalizar el año el OC repite el cálculo, esta vez con los valores históricos registrados.

En el 2006 estos valores fueron:

Día y hora de punta anual	17 de mayo, 21 horas
Demanda Máxima Anual Real	1.766,36 MW
Inyección bruta generación	1.766,36 MW
Inyección en barra BT generación (bruta - consumo propio)	1.707,95 MW
Inyección al Sistema de Transmisión	1.702,57 MW
Pérdidas en el Sistema de Transmisión	46,60 MW
Total retiros	1.655,97 MW

Mensualmente el OC, siguiendo el procedimiento descrito en el Art. 269 del RA de la LGE, calcula la Potencia Firme de cada unidad generadora del SENI.

Considerando como oferta las potencias firmes del mes y como demanda las potencias de punta de los Agentes en sus respectivos nodos, mediante flujos de carga el OC calcula los factores de nodo de la potencia y, seguidamente, el CMPPj en cada barra “j” como producto del CMPPBF por el respectivo factor de nodo.

Dado que debido a las pérdidas en ambos casos lo inyectado debe ser mayor que lo retirado, *ambas suma producto resultan de signo positivo*, es decir constituyen pagos de la generación y la demanda a la transmisión.

En el 2006 estos dos Derechos de Uso representaron apenas el 12 % del pago total a la empresa de transmisión. El de energía un 8,8% y el de potencia 3,2%.

### 1.3.1.3 Derecho de Conexión

El Derecho de Conexión, que también se calcula y liquida mensualmente, es la diferencia entre el costo de la transmisión y los derechos de uso.

El costo de la transmisión se calcula según lo dispuesto en la Res. SIE 17-2001, es decir valorizando la energía total retirada a razón de 0,6 ctvos. de US\$ / kWh.

Este derecho termina siendo pagado exclusivamente por la demanda, proporcionalmente a su Potencia de Punta. El mecanismo es el siguiente:

- se calcula el Derecho de Conexión Unitario (DCU) dividiendo el costo de transmisión por la Potencia de Punta
- los generadores pagan a la transmisión el monto que resulta de multiplicar su



Potencia Firme por dicho DCU (RA Art. 366)

- los generadores recaudan de la demanda el monto que resulta de multiplicar la Potencia de Punta de la demanda por dicho DCU (RA Art. 367)
- los generadores recuperan de la transmisión la diferencia entre ambos montos (RA Art. 368 “d”)

En el 2006 este Derecho de Conexión representó el 88 % del pago total a la empresa de transmisión.

#### 1.3.1.4 Resumen y Análisis

Los derechos de uso son montos remanentes de las transacciones económicas de energía y potencia que se asignan al pago de una parte del Peaje. La generación y la demanda participan en este aporte en función de la energía y potencia que inyectan o retiran y en función de su factor de nodo, lo que constituye un incentivo a que generadores térmicos y UNRs se instalen en nodos del mercado que les resulten convenientes.

Estos derechos envían señales correctas, representan una porción mínima del Peaje total (en el 2006 apenas un 12%) y cualquier intento de modificarlos implica introducir cambios en la metodología de cálculo de los Costos Marginales de Energía y de Potencia en cada Barra.

Por su parte, el derecho de conexión, complementario de los de uso para alcanzar el valor del Peaje, se recauda entre la demanda en proporción a su participación en la hora de punta anual. Es decir que el que más retira en la punta anual más paga, independientemente de cuál sea su nodo.

Por ejemplo, a un retiro en barra de generación (exportadora) que no “usa” para nada la red de transmisión le corresponde el mismo cargo de conexión que a otro de igual magnitud pero ubicado en barra de demanda.

También se observa que un agente que “usa” una línea radial en forma exclusiva (línea dedicada) durante gran parte del año, podría quedar eximido del cargo de conexión si está ausente en la hora de punta anual, haciendo recaer el costo de dicha línea en otros que no la usan nunca.

En otras palabras, el derecho de conexión está socializado y su asignación se realiza sólo en proporción a la magnitud del retiro en la hora de punta anual. Se asigna sin tener en cuenta el “uso” que se hace de la red.

La señal de hacer recaer una mayor proporción del Peaje a los que tienen responsabilidad en la hora de punta puede ser eficiente<sup>2</sup>, pero en este caso parece estar demasiado focalizada e ir en detrimento de los que se ven imposibilitados de reaccionar ante su estímulo. Parece inequitativo que algunos Agentes puedan hacer uso intensivo del sistema de transporte durante todo el año y queden eximidos del pago de un 90% del Peaje con sólo haber logrado evitar la punta anual.

---

<sup>2</sup> El OC observa que “...los flujos por algunas de las líneas son máximos en horas de baja carga, cuando las unidades más económicas del parque alejadas de los centros de consumo son marginales”



También es cierto que el método es sencillo, no parece tener oposición en el mercado dominicano y, por otra parte, el RA de la LGE lo establece detalladamente, *dejando poco margen para su modificación mediante una resolución de la SIE.*

## 1.3.2 Propuesta Alternativa

### 1.3.2.1 General

Autores calificados señalan que debido a la falta de claridad sobre cuál es la economía básica de los sistemas de transmisión, en el mundo se usa una gran variedad de mecanismos de tarificación que difieren apreciablemente entre sí. Por eso, antes de proponer un cambio de la metodología de asignación del derecho de conexión vigente, conviene definir el objetivo buscado.

En este caso lo que se persigue es una mayor equidad en la asignación de este cargo, incorporando en lo posible la noción de “uso” a la que hace referencia la LGE.

Los costos del transporte, sean de capital o explotación, dependen de la extensión y dimensión de las instalaciones requeridas, y no de la cantidad de energía que pasa por ellas. A su vez, la extensión y dimensión de las instalaciones dependen de la magnitud de la máxima solicitud (cargabilidad) a la que llegan a estar sometidas y no de su duración. Por lo tanto, el “uso” que un usuario hace de la red debe medirse por su grado de participación en el uso de la capacidad en el momento de máxima solicitud.

No obstante, esta reflexión no alcanza para definir un procedimiento que mida dicho “uso”. Refiriéndose a dicha “solicitud” en el sistema dominicano, el OC observa que “...los flujos por algunas de las líneas son máximos en horas de baja carga, cuando las unidades más económicas del parque alejadas de los centros de consumo son marginales” y, también, que “...cuando la demanda está en las horas de punta se necesitan más unidades en servicio y los flujos por algunas líneas se alivian y se congestionan otras; se puede ver que ambas situaciones pueden considerarse máximas solicitudes sobre la red, en la primera para algunas líneas el flujo es máximo y en la segunda algunas líneas se alivian hasta el punto en que pueden registrarse cambios en los sentidos de los flujos.”

En otras palabras, no se puede hablar de máxima solicitud de la red en su conjunto sino de máxima solicitud de cada elemento de transmisión en particular.

Sin perder de vista las dificultades señaladas, y en busca de una forma de distribución del cargo de conexión que pueda considerarse más equitativa que la actual, se propone:

- estimar los flujos de potencia en cada tramo (rama) para un conjunto “representativo” de posibles condiciones de operación que reflejen el “uso” del sistema de transmisión que hace cada agente, flujos determinados por el despacho definido para las distintas centrales, que varían según el mes del año, la hora del día y la condición hidrológica
- determinar la participación de cada agente en el flujo de potencia, para cada condición de operación del sistema (o “uso” del sistema de transmisión).
- determinar el pago del derecho de conexión que le corresponde a cada agente según la regla de asignación definida y el valor (VNR) de cada tramo del sistema de



transmisión.

Si no es posible definir uno o varios estados de carga de la red “representativos”, puede procederse de la siguiente manera:

1. Procesar la base de datos anual para detectar, línea por línea, la hora de máxima carga o solicitud anual
2. Establecer, en cada caso, la responsabilidad porcentual de cada nodo de retiro en dicha solicitud,
3. Distribuir la responsabilidad del nodo entre los Agentes que retiran en ese nodo, en proporción a sus retiros.

Este procedimiento exige que el OC aporte un conjunto de flujos de potencia en los que se presenten las máximas cargas de todas las ramas para que luego, aplicando un modelo a dichos flujos se obtenga, rama por rama, la responsabilidad porcentual de cada nodo en su carga máxima. La posterior distribución de la responsabilidad del nodo entre los agentes es inmediata.

También exige contar con un valor del Peaje “por rama”, lo que puede ser fácilmente realizado con el Modelo de Empresa Modelo, asignando los costos de capital y explotación que conforman el Peaje de cada UPE, de la siguiente manera:

<b>Costo:</b>	<b>Asignar a:</b>
Gastos de Intervenciones de O&M	Instalación sobre la que se realiza la Intervención
Anualidad de Línea	Rama
Anualidad de Campos de línea	Rama
Anualidad de Transformador y Campos de transformación	Ramas de menor tensión que concurren al nodo, en partes iguales
Anualidad de Infraestructura de Subestación, Banco de Capacitores, Campos de Acoplamiento	Ramas que concurren al nodo, en partes iguales
Gastos de Estructura, Anualidad de Bienes No Eléctricos	Proporcional a la suma de los cinco anteriores

Este cálculo puede verse en el AnexoH

A continuación se describe un Modelo que permite obtener la responsabilidad porcentual de cada nodo de demanda en el uso de cada vínculo de transmisión.

### 1.3.2.2 Modelo de Asignación de Peaje según Uso de la Red

Para un estado de carga determinado, la carga que pasa por uno de los vínculos (ramas) de la red de transmisión fluye hacia una o más barras del sistema (nodos). Es decir que, en un instante determinado, cada nodo de demanda del sistema tiene un grado de responsabilidad en el valor de la carga que atraviesa un determinado vínculo de transmisión, que puede expresarse en una proporción comprendida entre 0 y 100%. El modelo que se describe a continuación permite calcular dichos porcentajes.



Supongamos que la máxima solicitud anual en el vínculo A-B se produce para un estado de carga Z de la red, del cual se dispone del flujo de cargas.

Partiendo de cada nodo de demanda terminal (extremo), el modelo recorre el camino del flujo en sentido inverso al flujo, calculando sucesivamente, para cada rama, la responsabilidad porcentual de los nodos alimentados a través de dicho vínculo, hasta llegar al A-B.

Para ello se usa un algoritmo que utiliza como datos: a) el código del nodo de comienzo, b) el código del nodo de fin y c) el flujo de potencia activa en el vínculo, que permite determinar:

- la estructura de la red, orientada por sus flujos
- el ordenamiento de barras para asegurar que al procesarse un tramo todos los posteriores en el sentido del flujo han sido procesados
- el conjunto de barras alimentadas por los tramos aguas abajo del tramo.

las barras de concentración y las barras de distribución de la red.

El Modelo se adjunta en soporte magnético (archivo "DOMINICANA ASIG.NODAL.rar) y se ejemplifica en el Anexo F



#### **1.4 IMPACTO ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DEL NUEVO PEAJE**

La aplicación del nuevo Peaje tendrá un efecto favorable para la ETED pues sus ingresos no dependerán ya de un parámetro impredecible e independiente de sus costos, como lo es la energía total retirada, sino que estarán calculados sobre la base de un estudio pormenorizado de sus costos de capital y de explotación eficientes.

Al tener mayor previsibilidad sobre sus ingresos y garantías de que toda instalación debidamente justificada será remunerada, la ETED podrá incluir en el Plan de Expansión las obras de calidad que actualmente está reclamando el mercado.

Desde la óptica de los Agentes, no habrá mayores cambios mientras no se modifique el RA y la distribución del cargo de conexión se siga llevando a cabo con independencia del “uso” que hacen de la red de transporte (“estampilla”). Los montos a pagar serán levemente mayores pero no se modificarán las proporciones.

La introducción de procedimientos de recaudación en los que se tenga en cuenta el uso requerirán estudios previos detallados que justifiquen un cambio de Reglamento.

La efectivización de la propuesta descrita en el punto anterior reclama la participación activa del OC, como mínimo en lo referente al suministro de los flujos en los estados de carga que llevan a los distintos vínculos de transporte a su máxima solicitud.

Una vez que se disponga de esta información básica, con el Modelo de asignación de responsabilidades nodales de pago desarrollado en este estudio se podrán calcular los nuevos porcentajes de participación de los agentes en el pago del Peaje y compararlos con los actuales.

Sin duda, entre los agentes que retiran habrá “ganadores y perdedores” pues socializar los cargos es conceptualmente muy diferente que asignarlos según el uso que se haga de las instalaciones.

Un nuevo sistema de reparto tendría un considerable impacto en la carga de trabajo del OC. El procedimiento actual, basado en los retiros que se hacen en la hora de pico anual es sencillo y expeditivo, mientras el nuevo obligaría al OC a realizar una mayor cantidad de cálculos y procesamientos.



## 2. MISCELÁNEOS

### 2.1 USUARIOS NO REGULADOS

#### 2.1.1 Estudio de las Reglas Comerciales para los UNR

##### 2.1.1.1 Introducción

A continuación se consideran modalidades para la participación de los UNR en los mercados de contrato y spot, teniendo como antecedente la experiencia de la RD orientada a la disminución del tamaño de los usuarios independientes y a la flexibilización de las condiciones en que pueden acceder al mercado de contratos y spot de sus respectivos sistemas.

Para elaborar los lineamientos principales de una propuesta de reglas comerciales en los mercados de contrato y spot se analizó la normativa existente en la RD y se consideraron como referencia las normativas de dos países de la región: la de Argentina, que permite al UNR (denominado Gran Usuario) continuar en el servicio de distribución y la del Perú, menos detallada pero excluyente en cuanto a la condición de usuario libre. En la primera los UNR operan en el mercado spot y de contratos, en la segunda sólo en el de contratos.

##### 2.1.1.2 Normativa actual sobre Usuarios No Regulados

El marco normativo para los Usuarios No Regulados (UNR) en la RD está dado por la Ley General de Electricidad No.125-01, modificada por la Ley No. 186-07, por el Reglamento de Aplicación de dicha Ley (RLGE), de fecha 26 de julio de 2001, actualizado por el Decreto No. 494-07 del 30 de Agosto de 2007 y por el “Reglamento Autorización para el Ejercicio de la Condición de Usuario No Regulado”, puesto en vigencia por la Resolución SIE 37-2006 del 1 de Agosto de 2006, que establece las normas para obtener la Autorización para ejercer como UNR y define los requisitos técnicos y operacionales para ejercer la condición de UNR. Trata sobre la evaluación de solicitudes, el procedimiento de su evaluación y la fiscalización, revocación y transferencia de Autorizaciones.

En el conjunto de la normativa citada se tratan varios aspectos sobre la participación de los UNR en el MEM como ser su reconocimiento como agente del MEM, la valorización a costos marginales de las transferencias de potencia y energía que resulten de la diferencia entre sus demandas y los contratos de largo plazo con generadores, y la contribución al servicio técnico del MEM. Asimismo las obligaciones operativas de los UNR se definen en el Manual de Operaciones del SENI.

El UNR es un Agente del MEM cuya demanda mensual sobrepasa los límites establecidos en el Artículo 108 de la Ley, siempre y cuando cumpla con los requisitos que a esos fines están consignados en el Reglamento (Def. 156)

La potencia máxima para cliente o usuario de servicio público de electricidad se establece en menos de 1,4 megavatios y para Usuarios No Regulados en 1,4 megavatios o más, para el año 2007; 1,3 megavatios o más para el año 2008; 1,2 megavatios o más para el año



2009; 1,1 megavatios o más para el año 2010 y 1 megavatio a más para el año 2011 y siguientes. (Art. 107 C, Párrafo I)

En la reciente Ley No. 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales se define al UNR como “aquel cuya demanda mensual sobrepasa los límites establecidos por la Superintendencia de Electricidad para clasificar como usuario de servicio público y que cumplan con los requisitos establecidos en el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad”

Esta Ley establece un régimen de beneficios fiscales para la Autoproducción con recursos renovables y la obligación de las Distribuidoras de comprar excedentes a UNR que instalen sistemas para aprovechar recursos renovables.

En ningún caso se considerará Usuario No Regulado a la agrupación de usuarios finales en plazas comerciales, residenciales y condominios, exceptuando las Zonas Francas, las cuales operan en régimen especial de competencia.

Otros puntos en que el Reglamento se refiere a los UNR son:

- Obligación a los UNR de entregar a requerimiento de la CNE sus respectivos planes de expansión y su estado de ejecución en informes semestrales (Art. 28)
- Obligación de las Empresas de Distribución y de Transmisión de permitir el suministro de energía a Usuarios No Regulados a través de sus instalaciones, cobrando peaje (Art. 129)
- Metodología de cálculo de la demanda máxima de los solicitantes (Art. 141, actualizado por el Art. 27 del Dto. 494/07).
- Prohibición de comercializar o distribuir energía eléctrica (Art. 143).
- Factor de Potencia mínimo de medio mensual inductivo de cero punto nueve (0.9) (Art. 154).
- Procedimiento para aplicar al UNR restricciones de suministro en caso de Racionamiento (Art. 246).
- Responsabilidad de instalación del SMC en los Puntos de Conexión con el Sistema de Transmisión y con Empresas de Distribución (Art. 288)
- La normativa no establece en forma explícita que el UNR deba contratar su suministro con un Generador y que no pueda hacerlo con una Distribuidora.
- En el presente trabajo se proponen reglas comerciales que complementen las existentes para normar las relaciones contractuales entre los UNR y los demás agentes del MEM, considerando la posibilidad del acceso de los mismos al mercado spot.

### **2.1.1.3 Normativas de Referencia**

a) Normativa de Argentina

Categorización de los usuarios

A diferencia de otras normativas de la región, la Argentina permite que un usuario que



reúna los requisitos de gran consumidor y que esté conectado a la red de un Distribuidor que le presta el servicio de la Función Técnica del Transporte pueda:

- Participar como Agente del MEM, lo cual lo habilita a comprar su energía y potencia bajo forma de contratos a precios libremente pactados con un generador o comercializador de demanda o generación;
- Permanecer como cliente del Distribuidor y pactar con éste su suministro, sin verse obligado a ingresar al MEM como Agente.

Los grandes consumidores conectados a redes de transmisión en alta tensión (500 o 220 kV) o de distribución troncal (132 kV), al no estar conectados a la red de una Distribuidora no tienen opción, deben solicitar su ingreso al MEM en calidad de Gran Usuario.

Un Gran Usuario Mayor (GUMA) debe tener en cada punto de conexión una demanda de potencia y energía mínima para consumo propio de un (1) MW y cuatro mil cuatro mil trescientos ochenta (4380) MWh anuales, respectivamente, y contratar en forma independiente en el Mercado a Término o tener un Acuerdo de Comercialización por el cincuenta por ciento (50%) o más de su demanda de energía eléctrica, con un mínimo de cuatro mil trescientos ochenta (4380) MWh anuales.

Un Gran Usuario Menor (GUME) debe tener o haber solicitado en cada punto de suministro una demanda de potencia para consumo propio inferior a dos (2) MW y mayor o igual que treinta (30) kW y contratar en forma independiente en el Mercado a Término o tener un Acuerdo de Comercialización por la totalidad de su demanda de potencia y energía.

Un Gran Usuario Particular (GUPA) debe tener o haber solicitado en cada punto de suministro una demanda de potencia para consumo propio inferior a 100 kW y mayor o igual que treinta 30 kW y contratar en forma independiente en el Mercado a Término o tener un Acuerdo de Comercialización por la totalidad de su demanda de potencia y energía.

Los GUMAs venden sus sobrantes y compran sus faltantes de contratos en el mercado spot al precio horario de la energía y de la potencia. Como agentes del MEM, participan de las transacciones económicas y reciben su facturación del Agente con el que contraten suministro y de CAMMESA.

Los GUMEs y GUPEs no están habilitados a operar en el mercado spot. Su relación es con el Distribuidor en lo que hace a la operación física en el MEM. El OC no está obligado a enviarles los estudios, programaciones y demás información que suministra al resto de los agentes, y aquéllos, dadas sus características, no deben abonar el cargo por Gastos de Administración del Mercado. Son agentes del MEM, participan de las transacciones económicas y reciben su facturación del Agente con el que contraten suministro y del Distribuidor.

Para los usuarios de una red de distribución habilitados como grandes usuarios menores o grandes usuarios particulares que compran en forma independiente su suministro, el Distribuidor del área prestará los servicios técnicos y administrativos complementarios a los que está obligado por el Contrato de Concesión a los efectos de dar cumplimiento a



todas las actividades asignadas por la Normativa al Distribuidor. Dichos servicios complementarios se denominan Servicios Técnicos y Administrativos de Contratos.

La información requerida para realizar la programación, despacho, transacciones económicas, y facturación del MEM es suministrada por el Distribuidor al OED.

Los GUMA deben contar al comienzo de cada mes con contratos que cubran por lo menos el 50% de su demanda prevista. Están habilitados a celebrar todos los tipos de contratos contemplados por la normativa.

Los GUME deben contar con contratos de duración de uno o más períodos estacionales que cubran el 100% de su demanda.

Los GUPA deben contar con contratos de duración de dos o más períodos estacionales que cubran el 100% de su demanda.

Los contratos de GUME y GUPA son de abastecimiento y con precio de energía y potencia.

#### Sistema de Garantías

Existe un sistema de garantías para todo Gran Usuario Mayor y Autoproducer, en su función de consumidor, que no haya cumplido sus obligaciones con el Mercado, dentro de los plazos de vencimiento de facturación especificados, al menos una vez dentro de un período de análisis de los seis (6) meses móviles consecutivos anteriores con intereses y/o morosidad facturada, deberá efectuar un Depósito de Garantía.

El OC determinará los montos mínimos a considerar en el cómputo de incumplimientos en el Procedimiento Técnico correspondiente y el monto del Depósito de Garantía se determinará como el monto neto de los débitos y créditos de los últimos tres (3) meses móviles, incluido el mes en que se realiza el análisis de morosidad, remitidos al Agente por el OED, incluyendo impuestos e intereses. Los Depósitos de Garantías deberán tener una vigencia mínima de seis (6) meses.

El Depósito de Garantía debe ser integrado, a satisfacción de OED, dentro de los diez (10) días corridos posteriores a la identificación de los obligados, en alguna de las siguientes formas:

- Dinero en efectivo. En los casos en que el Agente opte por entregar dinero en efectivo como depósito de garantía, deberá expresar formalmente su acuerdo para que OC coloque dicho monto a plazo fijo en los bancos con los que opera normalmente y acredite los respectivos intereses al mismo depósito.
- Carta de Crédito "stand by" irrevocable otorgada por un Banco de primera línea
- Fianza o aval bancario.

Cuando se trate de ingresos de nuevos UNR o Autoproduceres en su función de Consumidores, se requerirá garantía por la facturación prevista del para los siguientes tres (3) meses a partir del inicio de sus operaciones en el MEM. En los casos en que el ingresante sea una empresa ya habilitada como Gran Usuario Mayor o Autoproducer en su función de consumidor y solicite una nueva habilitación como Agente, por un nuevo punto de vinculación con el Sistema Eléctrico, en calidad de Gran Usuario Mayor o



Autoprodutor en su función de Consumidor en el MEM, sólo se requerirá el depósito de garantía si la empresa registra morosidad por tal otro punto en los términos previstos en la norma.

El Depósito de Garantía debe mantenerse vigente aún con posterioridad al cese de la actuación del agente como Gran Usuario Mayor o Autoprodutor del MEM, en tanto no se finalice el cobro y pago de las transacciones correspondientes al último mes de pertenencia y previo descuento de los recargos e intereses correspondientes.

Cuando un Gran Usuario Mayor o Autoprodutor, en su función de consumidor, incumpla sus pagos en las transacciones económicas del Mercado, el OC utilizará su Depósito de Garantía para cubrir la deuda impaga, que incluye los impuestos, recargos e intereses correspondientes. Si el monto en dicho depósito es suficiente para cubrir la totalidad de la deuda, el OC debe retirar el total del monto adeudado. Por el contrario, de resultar insuficiente, el OC debe retirar la totalidad del depósito, resultando el GUMA o Autoprodutor moroso por el monto faltante.

En general los precios de los contratos de abastecimiento tienden al promedio anual del precio del mercado spot.

#### Mediciones Comerciales

Los GUMAS deben instalar el Sistema de Mediciones Comerciales (SMEC) correspondientes a los Agentes del MEM.

La normativa establece (Anexo 29 de los Procedimientos) que las mediciones para GUME no se realizarán en una primera etapa con mediciones horarias de potencia, sino con medición de energía mensual por banda horaria y de potencia horaria máxima mensual en la banda horaria de pico y en las bandas horarias fuera de pico.

Las mediciones para GUPA no se realizarán en una primera etapa con mediciones horarias de potencia, sino con el equipamiento de medición que dispongan al momento de la solicitud, el que como mínimo deberá registrar la energía mensual consumida por el usuario. La empresa distribuidora, prestadora adicional de la Función Técnica del Transporte (FTT) a la que está conectado un GUPA, podrá instalar, a pedido del GUPA o por sí, equipamientos de medición que como mínimo cumplan los requisitos exigidos para la medición del GUME, en los términos del Contrato de Concesión de aquélla.

Los grandes consumidores calificados como GUDI (mayores de 300 kW pero abastecidos por Distribuidora, con o sin contrato con agentes del MEM) deben instalar un sistema de mediciones por bandas horarias denominado SMED, con cargo a la Distribuidora.

#### Gran Usuario Interrumpible (GUI)

El objeto del GUI es contar, en la demanda, con una reserva comprometida por lo menos por dos Períodos Estacionales que, ante condiciones de déficit de corto y mediano plazo, sirva para reemplazar restricciones al suministro. (Anexo 38 de los Procedimientos del MEM argentino).

Se entiende como Potencia Interrumpible a aquella que el OC podrá requerir reducir ante emergencias y/o restricciones y/o requerimientos de reserva de corto plazo, de acuerdo al



tipo de Potencia Interrumpible ofertada Un Gran Usuario, que demanda energía eléctrica para consumo propio, podrá declarar parte de su demanda como Potencia Interrumpible y convertirse en Gran Usuario Interrumpible del MEM.

Los agentes que presten el servicio de Distribución ya sea como Distribuidores o bajo la figura de GUMA no pueden ofrecer interrumpibilidad. La cantidad de demanda que el Gran Usuario Interrumpible (GUI) oferta y compromete como interrumpible es una demanda condicional para el despacho. Sólo si existe excedente en la oferta, el OC programará adicionalmente el abastecimiento de la demanda interrumpible. El GUI asume los siguientes derechos y compromisos:

- La obligación de no cubrir la demanda que compromete como interrumpible con un contrato con garantía de suministro y no interrumpible.
- El compromiso de retirar la demanda comprometida como interrumpible ante una condición de faltantes en el Mercado Spot, reflejando su condición de primera opción a interrumpir programadamente.
- De acuerdo a la velocidad de respuesta comprometida para el retiro de demanda, su interrumpibilidad será considerada y utilizada, cuando es asignada a un servicio, como reserva de corto plazo para la operación.

Un Gran Usuario podrá requerir ser habilitado como Interrumpible, comprometiéndose a aportar reserva de mediano plazo si ofrece el retiro de demanda con un tiempo de preaviso de tres horas. Asimismo, un Gran Usuario podrá requerir ser habilitado como Interrumpible, comprometiéndose a aportar reserva de corto plazo si ofrece el retiro de parte de su demanda con un tiempo máximo de preaviso correspondiente a diez minutos, a veinte minutos, o dos horas, según la reserva que oferte suministrar.

En las transacciones del MEM el Cargo por Reserva de Potencia de cada Gran Usuario Interrumpible se determinará teniendo en cuenta el tipo de reserva según el tiempo de respuesta al que está habilitado. De acuerdo a los plazos de respuesta ofertados por un GUI, aportará distintos tipos de reserva y, como consecuencia, no requerirá las mismas del MEM, dentro de los siguientes tipos de reserva:

- Reserva de Máximo Requerimiento Térmico
- Reserva de Confiabilidad
- Reserva Térmica de cuatro horas
- Reserva de veinte minutos
- Reserva de diez minutos

El gran usuario al igual que los otros agentes del MEM debe gestionar su conexión al transporte y pagar los cargos correspondientes a cada nivel, Alta Tensión, Distribución Troncal, Prestación de la Función Técnica del Transporte y Ampliaciones Mayores y Menores de Transporte.

Los cargos fijos por conexión y capacidad serán abonados por los UNR en función de su ubicación en la red (área de influencia) y su uso del Sistema de Transporte (potencia de



ingreso o egreso).

En consecuencia, estos cargos son independientes de cómo se realicen los contratos. Todo Gran Usuario, en forma independiente del contrato, deberá abonar su proporción correspondiente al cargo de conexión a la Red de Transporte y al cargo por potencia de ingreso o egreso al sistema. Dichos factores quedan definidos en la Programación Estacional.

El GUMA recibe una factura de OC que incluye energía y potencia del Mercado Spot junto con peajes y cargos de los distintos niveles del sistema de Transporte.

#### Participación en el MEM

Puede decirse que la experiencia de Argentina ha resultado exitosa en cuanto a la operatoria de los UNR en el MEM desde el punto de vista técnico y de administración del MEM.

En cuanto a los aspectos comercial y de abastecimiento, ha quedado demostrado a partir de la situación de escasez energética planteada desde el año 2006, que la normativa no obligó a los grandes consumidores ni los incentivó en forma suficiente a pasar al MEM y contratar directamente su abastecimiento con generadores sino que compitió con la gestión de las empresas Distribuidoras por retener a estos consumidores como clientes. Como resultado a principios del 2008 se tienen las siguientes estadísticas de la cantidad de UNR:

TIPO DE GRAN USUARIO	CANTIDAD	DEMANDA TOTAL APROXIMADA
GUDIS <sup>1</sup>	4297	1543 MW
GUMAS <sup>2</sup>	352	2250 MW
GUMES <sup>2</sup>	1754	469 MW

<sup>1</sup> Son clientes de Distribuidoras, no son Agentes del MEM

<sup>2</sup> Son Agentes del MEM

Esta situación refleja que existe aproximadamente un 36 % de la demanda de UNR que se abastece aún de las compras que las Distribuidoras realizan en el MEM en iguales condiciones que para abastecer a los usuarios sujetos por su condición a las tarifas de distribución, resultado de que la normativa original dio la posibilidad a los grandes consumidores de ingresar al MEM pero no definió condiciones de obligatoriedad para su abastecimiento ni su condición de no regulados en forma explícita.

#### b) Normativa de Perú

Con la entrada en vigencia en Perú de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25844, actualizado a Marzo de 2007), surgió un nuevo modelo de servicio eléctrico caracterizado principalmente por lo que se denominó la Desintegración Vertical de las actividades eléctricas, la misma que permitió la separación de aquellas actividades eléctricas competitivas de las no competitivas. Es en este escenario de competencia en donde hicieron su aparición los llamados Clientes Libres o Clientes No Regulados, los cuales a diferencia de los Clientes Regulados, pueden elegir a su suministrador de energía eléctrica dentro de un régimen de libertad de precios. Este régimen de libertad de precios



exige la existencia en el sector eléctrico de condiciones de mercado y/o condiciones de competencia, de compradores para su demanda y de vendedores con su oferta, ambos sin barreras de acceso e intentando maximizar su utilidad.

#### Clientes Libres

La legislación eléctrica peruana considera como usuarios no regulados o Clientes Libres a aquellos usuarios que, estando situados en cualquier punto de la red, tienen potencias conectadas mayores a 1 MW o exceden el 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución. Se considera que los Clientes Libres tienen capacidad de negociación para pactar un nivel de precios de generación en forma directa con su suministrador, es decir con la empresa distribuidora o empresa generadora perteneciente al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Los consumidores libres no actúan en el Mercado de Corto Plazo (spot) del sistema peruano, deben comprar la totalidad de su demanda por contrato.

#### Conexión a la red de Transporte o Distribución

No existe normativa específica a utilizar para gestionar los aspectos técnicos del acceso, no obstante lo cual el mismo se tramita con un rigor similar al vigente en Argentina ya que el interesado debe presentarse ante el transmisor y acordar con él las características de la conexión y, adicionalmente, debe presentarse ante el COES-SINAC (organismo coordinador) suministrando los estudios operativos que este le requiera destinados a asegurar que la presencia del nuevo agente en la red de transmisión no introducirá ninguna limitación operativa. En caso de introducir una limitación operativa debe salvarla, es decir, toda perturbación que origine la nueva presencia debe ser resuelta por quien solicita el nuevo acceso.

Las tarifas de transporte y distribución se encuentran reguladas y deben ser incluidas en los contratos de abastecimiento, desglosadas en forma explícita, de forma que puedan discriminarse los precios pagados por la energía/potencia en las Barras de Referencia de Generación (BRG) y por las tarifas de transporte y distribución, correspondientes al punto en el cual el cliente libre determina que realizará su compra. No obstante ello, el cliente libre efectuará un pago único por el total de su consumo más dichas tarifas al generador o distribuidor vendedor del contrato, quien resulta responsable, por su parte, de efectuar los pagos de las mismas al transmisor o al distribuidor según sea el caso. El cliente libre recibe una factura de su “suministrador” que incluye energía, potencia y peajes

#### Participación en el Mercado

La normativa establece que las tarifas que fije la Comisión de Tarifas Eléctricas para los Distribuidores, no podrán diferir, en más de diez por ciento, de los precios libres vigentes y que el Reglamento establecerá el procedimiento de comparación. (Art. 53° del Reglamento). En principio los precios de los usuarios libres son referencia para los regulados.

Se registran alrededor de 250 clientes libres. La estadística registra que con distribuidores tienen contrato el 70 % de los usuarios libres y el resto con generadores. A nivel de las ventas de energía en el mercado libre la actividad económica que mostró el mayor



consumo de energía fue el rubro de minería, con una participación del 50,3% del total de consumo de clientes libres, seguida de las actividades de fundición y químicos.

## **2.1.2 Normativa Complementaria Propuesta**

### **2.1.2.1 Alcance de la Propuesta**

La presente propuesta está orientada a normar las relaciones contractuales entre los Usuarios No Regulados y los demás agentes del MEM, considerando la posibilidad del acceso de los mismos al mercado spot. Su contenido viene a completar la normativa a que se refiere el punto 2.1 de este informe, “Normativa actual sobre Usuarios No Regulados”.

La elaboración de la propuesta se basa en los modelos de contrato del sistema argentino y en aplicar una única categoría de UNR.

### **2.1.2.2 Obligaciones de Contratación de los UNR**

#### **a) Contratación**

Los UNR deberán contar al comienzo de cada mes con contratos que cubran la totalidad de su demanda prevista para los próximos doce meses, la que es a su vez su demanda máxima contractable. A efectos de completar su demanda horaria en la operación real los contratos podrán contener mecanismos de ajuste que permitan cubrir estas diferencias dentro de la demanda contratada con el objeto de minimizar la compra en el mercado spot.

#### **b) Máxima Demanda a Contratar**

Los contratos que suscriba un UNR para su abastecimiento no pueden superar su demanda prevista. Se entiende por máxima demanda a contratar para un UNR la demanda de energía y potencia horaria que surja de las curvas típicas de consumo presentadas para la programación de operaciones del OC.

#### **c) Tipos de Contratos entre UNR y Generadores**

Como instrumentos para normar las relaciones contractuales entre los UNR y otros agentes se describen a continuación los Contratos de Disponibilidad de Potencia, los Contratos de Abastecimiento y los Contratos de Energía.

#### **d) Contratos de Disponibilidad de Potencia**

##### **Objeto**

Se compromete la disponibilidad de potencia de máquinas de un Generador como respaldo para ser convocada por el agente contratante. El compromiso se establece a nivel de potencia y deberá ser cubierto por el Generador contratado con el respaldo de las máquinas comprometidas. La disponibilidad de potencia pasa a pertenecer al agente que es la parte compradora, en el caso de ser convocada. En cuanto a la energía, el contrato no establece un compromiso específico sino que la energía entregada dentro del contrato será resultado de la energía que esté generando el Generador cuando sea convocado por su contratante.

Las partes deberán declarar en el contrato que el vínculo de transmisión entre las mismas



tiene la capacidad suficiente para transmitir la potencia contratada. Una máquina puede tener más de un contrato de disponibilidad de potencia con diferente prioridad, debiendo indicarse cuál es el orden de prioridad de los mismos y la condición de convocatoria.

El Contrato de Disponibilidad de Potencia permite acordar una oferta de potencia puesta a disposición en una o más máquinas de un Generador que es la parte vendedora, para ser convocada por el agente que es la parte compradora en condiciones definidas en el contrato (por ejemplo déficit de suministro) para el cubrimiento de requerimientos propios. La disponibilidad de potencia pasa a pertenecer a la parte compradora.

Este tipo de contrato permite:

- a los Generadores con contratos de abastecimiento en el Mercado a Término con cláusulas de penalidad por incumplimiento, contar con un respaldo a sus compromisos de suministro independiente del Mercado Spot y/o cubrirse del riesgo del Transporte contando con un respaldo de máquinas ubicadas en la misma área que la demanda que contrata;
- a los UNR, acotar el precio de su energía, y/o garantizar la continuidad de procesos industriales con una reserva local para el caso de restricciones en el Sistema de Transporte y/o déficit de generación.

#### Características Generales y Limitaciones

La parte vendedora toma el compromiso de poner a disposición de la parte compradora la potencia contratada. A cambio de ello, el vendedor recibe un pago por la potencia contratada, independientemente que sea o no convocada, y un pago por la energía que entregue al contrato cada vez que resulte convocada por la parte compradora.

La parte compradora toma el compromiso de pagar por la disponibilidad de la potencia contratada, independientemente de que la requiera o no, y pagar por la energía que ésta genere cada vez que la convoque. A cambio de ello, el comprador obtiene el derecho que la energía generada por la potencia contratada cada vez que la convoque sea considerada como generación propia, de ser un Generador, o disminuir su demanda propia, de ser un agente Consumidor. Cada máquina podrá tener varios contratos de disponibilidad de potencia, debiendo indicar cuál es el orden de prioridad de los mismos y la cláusula de convocatoria de cada uno de ellos en función del riesgo que está cubriendo la parte compradora (control de tensión, calidad y/o seguridad de área, déficit en el Mercado, indisponibilidad de máquinas, etc.). El compromiso de potencia se considera establecido específicamente con las máquinas indicadas en el contrato y el Generador vendedor cobrará cada mes el correspondiente cargo por su potencia puesta a disposición dentro del contrato, sea o no convocada, conforme la fórmula de precios y penalidades definidas en el contrato y en la medida que satisfaga la disponibilidad comprometida. Cuando resulte convocada por el contrato, dentro del contrato cobrará además por la energía generada.

Un Generador podrá poner a disposición más de una vez su potencia disponible siempre que especifique para los diferentes compromisos, distintas prioridades y, a su vez, convocatorias independientes unas de otras, cubriendo distintos sucesos y/o riesgos que pudieran ocurrir en el MEM. Conforme ello, deberá entenderse que, para una determinada



unidad generadora, un Contrato de Disponibilidad de Potencia definido como de máxima prioridad tiene la misma preferencia que los Contratos de Abastecimiento y de Potencia Firme, a menos que en alguno de estos últimos se especifique explícitamente lo contrario.

#### Partes

Pueden ser parte vendedora por Contratos de Disponibilidad de Potencia los Generadores y Cogeneradores del MEM. Los Autoprodutores del MEM no podrán ofertar estos contratos. Los compradores podrán ser los UNR o un Generador que requiera la Disponibilidad de Potencia como respaldo.

#### Plazos

El período de vigencia de un Contrato de Disponibilidad de Potencia debe ser definido por un plazo de UNA (1) o más semanas, de acuerdo a la Programación Semanal del OC.

#### Información a Suministrar

La información a suministrar al OC para administrar un Contrato de Disponibilidad de Potencia es:

- Identificación del Generador o Cogenerador que es la parte vendedora
- Identificación del Generador, Cogenerador, Autogenerador o UNR que es la parte compradora, indicando que avala la validez de la información presentada.
- El período de vigencia y condiciones de rescisión y de renovación.
- Identificación de las máquinas del Generador Térmico o Cogenerador vendedor comprometidas como Disponibilidad de Potencia. Los Generadores Hidroeléctricos respaldarán su Disponibilidad de Potencia con la Central Hidroeléctrica correspondiente.
- Identificación del nodo de compra del Demandante en el cual se concreta la operación de venta del contrato.
- La potencia comprometida en cada una de las máquinas térmicas o la Central Hidroeléctrica según corresponda, que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato.
- La fórmula de valorización (\$/MW) por la capacidad puesta a disposición, que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato.
- Una condición para su convocatoria, entre las previstas en el presente Capítulo, a partir de la cual se considerará que la unidad generadora, si resulta despachada, estará generando para su contrato de Disponibilidad de Potencia hasta el valor comprometido.
- La prioridad de cubrimiento del contrato si la máquina tiene más de un Contrato de Disponibilidad de Potencia.
- La fórmula de pago por la energía generada cuando la capacidad contratada es convocada a producir.
- Las condiciones en que se aplicarán penalizaciones por no estar disponible la



potencia comprometida, de existir, y las fórmulas de penalidades.

#### Condiciones de Convocatoria

Se considera que un Contrato de Disponibilidad de Potencia está convocado y, por lo tanto, la energía que genera la potencia comprometida se entrega a la parte compradora, si se cumple la condición técnica de convocatoria definida en el Contrato.

Para aquellos contratos de Disponibilidad de Potencia no definidos como de máxima prioridad, su convocatoria y cumplimiento estará supeditada a que no exista una convocatoria activa de mayor prioridad. El requisito indispensable a cumplir por la condición de convocatoria de un Contrato de Disponibilidad de Potencia es que el OC pueda establecer antes del comienzo de cada hora si el Contrato ha sido o no convocado y si existen las razones técnicas para su convocatoria. A modo de ejemplo se indican algunas de las posibles condiciones técnicas que se podrán establecer como convocatoria:

- Déficit programado.
- Indisponibilidad de una o más máquinas.
- Restricciones de Transmisión.
- Calidad y/o Seguridad de suministro

#### Administración del Contrato

Las máquinas térmicas o centrales hidroeléctricas con Contrato de Disponibilidad de Potencia solamente generarán en la medida que resulten despachadas por el OC. La energía generada sólo será considerada como venta en el Mercado Spot cuando esté convocada por su contrato de Disponibilidad de Potencia. Estando despachada, si es convocada por el contrato de acuerdo a las condiciones contratadas, la energía generada se asigna a la parte compradora hasta la potencia comprometida.

#### e) Contratos de Abastecimiento

##### Objeto

Se compromete el abastecimiento de una demanda de energía, con una forma prefijada a lo largo del período de vigencia, representada como una curva de demanda por intervalo horario. El generador garantiza con sus máquinas la entrega de esa energía. Las partes deberán declarar en el contrato que el vínculo de transmisión entre las mismas tiene la capacidad suficiente para transmitir la potencia contratada.

El vendedor se podrá respaldar contratando disponibilidad de potencia como reserva para cumplir el contrato y/o comprando en el Mercado Spot la energía y potencia faltante de existir el excedente necesario.

La parte vendedora toma el compromiso de entregar a la parte compradora una curva de energía potencia por hora no necesariamente con generación de sus máquinas, y compromete la potencia de sus máquinas para respaldar esa venta. A cambio de ello, el vendedor recibe un pago por la energía contratada, en la medida que cumpla el compromiso de entrega y un pago por la disponibilidad de potencia de sus máquinas comprometidas en el contrato.



## Características Generales y Limitaciones

La parte compradora toma el compromiso de pagar por la energía, independientemente de que la requiera o no, y por la disponibilidad de potencia que respalda su contrato. A cambio de ello, dicha potencia y energía pasa a ser considerada como dedicada al cubrimiento de su demanda, en la medida que la parte compradora tenga la disponibilidad necesaria, y adquiere el derecho de vender sobrantes de energía y potencia en el Mercado Spot.

### Partes

Pueden vender Contratos de Abastecimiento en el MEM, los Generadores, Cogeneradores, Autoprodutores y comprar los UNR o Autoprodutores.

### Plazos

El período de vigencia de un Contrato de Abastecimiento debe ser definido en función de plazos de uno o más meses calendarios.

### Información a Suministrar

La parte responsable deberá informar al OC la información requerida para la administración en el MEM de cada contrato de abastecimiento que se acuerde, así como cualquier modificación a la misma, dentro de los plazos que se estipulen.

La información a suministrar para la administración de un Contrato de Abastecimiento será como mínimo:

- Identificación de las partes, indicando que la parte compradora avala la validez de la información presentada.
- Período de vigencia y condiciones de renovación y de rescisión.
- El compromiso de demanda a abastecer.
- La potencia comprometida en cada una de las máquinas térmicas o central hidroeléctrica que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato
- Identificación del nodo de compra del Demandante en el cual se concreta la operación de venta del contrato.
- Los precios (valores o fórmulas) para la energía y para la potencia en el punto de entrega comprometido por la parte vendedora, que podrán variar a lo largo del período de vigencia.
- Tipo de compromisos de garantía de suministro, de existir, y en dicho caso las penalidades a aplicar de no abastecer la energía comprometida y contratada como no interrumpible.
- Cláusulas de interrumpibilidad transitoria del contrato, de existir, y en dicho caso las condiciones acordadas.
- De existir, el acuerdo explícito de Las Partes para que el Vendedor asuma el posible crédito por la venta de excedentes de energía del contrato correspondiente al Contratante en el Mercado Spot. Esto implica que el Vendedor, al facturar la energía



en el contrato al comprador, debe facturar la energía neta entregada.

#### Curva de Carga Representativa

A los efectos de su administración en el MEM y la comercialización de los faltantes o sobrantes de energía todo Contrato de Abastecimiento del MEM debe poder ser convertido por el OC en una curva horaria representativa, determinándose así una curva de carga representativa del compromiso horario entre un Generador "k" y un consumidor "j" (PCONT<sub>kj</sub>) que están vinculados comercialmente por un Contrato de Abastecimiento.

Para cada contrato en que el compromiso está referido a la demanda real, el OC calculará dos curvas de carga representativas, por no poder conocerse el valor de demanda hasta que la misma se registre:

- La curva de carga representativa prevista: Para la programación, el despacho y el cálculo de las restricciones programadas a la demanda, el OC debe considerar la curva de carga representativa prevista utilizando la demanda prevista informada por el demandante.
- La curva de carga representativa real: En la operación en tiempo real y el cálculo de las transacciones económicas, el OC debe considerar la curva de carga representativa real, calculada con la demanda registrada

Para los contratos en que el compromiso se expresa en función a la demanda prevista, se considerará como curva representativa real a la curva representativa prevista.

Para los contratos que fijan el compromiso indicando la energía y/o potencia por hora o intervalo Spot a abastecer, la curva de carga representativa se calculará con la energía y/o potencia por hora o intervalo Spot indicada en el contrato (PABAST<sub>h</sub>). El compromiso entre un Generador "k" y un agente consumidor "j" para la hora "h" del día "d" del mes "m" resulta en este caso dado por la siguiente curva de carga representativa:

$$PCONT_{kj}^{mdh} = PABAST_{kj}^{mdh}$$

Si un contrato acuerda el cubrimiento de la totalidad de la demanda o de la demanda restante, se considera que su compromiso es por un porcentaje del cien por ciento (100 %).

Si el compromiso se refiere a la demanda restante, el OC debe calcular la curva de carga representativa, prevista o real según corresponda, aplicando el porcentaje contratado (%PABAST) a la demanda por hora restante luego de descontar de la demanda de la hora, prevista o real, (DEM) la suma del valor para ese hora de las curvas de carga representativa de los contratos de abastecimiento previos con un compromiso que explicita la energía y/o potencia por hora. En un contrato de este tipo, para la hora "h" del día "d" del mes "m" el compromiso entre un Generador "k" y un agente consumidor "j" que tiene otros contratos previos con Generadores "kk" con compromiso de potencia, resulta:

$$PCONT_{kj}^{mdh} = \%PABAST_{kj}^b \times PRESDEM_j^{mdh}$$

donde:

$$PRESDEM_j^{mdh} = \max(DEM_j^{mdh} - \sum_{k,k,j} PCONT_{kk,j}^{mdh}, 0)$$

“b”: bloque horario al que pertenece la hora o el intervalo Spot “h”



Para los contratos en que se establece el compromiso de cubrir un porcentaje, que puede ser el cien por ciento (100%), de la demanda, el OC debe calcular la curva de carga representativa con la demanda por intervalo Spot, prevista o real según corresponda (DEM). En consecuencia el compromiso para la hora "h" del día "d" del mes "m" de este tipo de contrato entre un Generador "k" y un agente consumidor "j" resulta:

$$PCONT_{k,j}^{mdh} = \%PABAST_{kj}^b \times DEM_j^{mdh}$$

Donde:

“b”: bloque horario al que pertenece la hora o el intervalo Spot “h”

Energía Mensual y Potencia Máxima Mensual Representativa

El OC asignará a cada contrato de abastecimiento una energía mensual representativa, calculada como la integración de la curva de carga representativa prevista. El OC asignará a cada contrato de abastecimiento y para cada mes de vigencia, una potencia máxima mensual representativa dada por la potencia máxima del mes de la curva de carga representativa prevista.

Demanda Total Contratada

El OC calculará para cada UNR la curva de carga representativa total, como la suma de la curva de carga representativa prevista de cada uno de sus contratos de abastecimiento. El OC asignará a cada UNR una demanda total contratada para cada hora "h" de los días "d" de un mes "m" como el valor que resulta para dicha hora en su curva de carga representativa total. A su vez el OC definirá para cada mes la potencia máxima mensual contratada de un UNR como el máximo de la curva de carga representativa total para dicho mes.

Generación Total Comprometida

Para un Generador "k", en cada hora "h" la generación total comprometida en contratos de abastecimiento se define como la suma de la potencia en la curva de carga representativa prevista en cada uno de sus contratos.

Reducción de la Demanda Comprometida - Interrumpibilidad

En un Contrato de Abastecimiento o Disponibilidad de Potencia se pueden acordar condiciones que reduzcan la demanda comprometida prevista. El contrato se interpreta como debiendo abastecer la demanda comprometida, salvo cumplirse la condición de reducción en cuyo caso el compromiso contratado se modifica en el porcentaje o magnitud de potencia acordada.

Un contrato con cláusula de reducción de la demanda contratada debe indicar:

- 1) la identificación de que se trata de un contrato con reducción de la demanda contratada;
- 2) la o las condiciones en que se activa la reducción de la demanda contratada
- 3) la magnitud de la reducción, definida como un porcentaje de la demanda comprometida en el contrato o como una cantidad fija de energía y/o potencia, que puede variar a lo largo del período de vigencia del contrato, u otra condición, siempre que pueda ser administrada



por el OC. La condición que reduce la demanda contratada debe expresarse claramente y poder ser verificada por el OC con la suficiente anticipación para poder programar su aplicación.

Algunas opciones de condición de reducción de la demanda contratada que se pueden acordar son:

- notificación de una de las partes al OC;
- convocatoria de la interrumpibilidad del UNR;
- que el precio spot supere un precio previsto.

En el despacho, redespacho y operación en tiempo real, cada vez que se active la cláusula de reducción del compromiso contractual el OC debe ajustar la curva de carga representativa prevista y real reduciéndola en la magnitud acordada o requerida.

#### Administración del Contrato de Abastecimiento

En un Contrato de Abastecimiento, el Generador "k" que es la parte vendedora se compromete a abastecer de energía a un agente consumidor "j", que es la parte compradora, mediante una curva de compromiso por intervalo Spot. Para el cubrimiento de esta energía el vendedor puede utilizar:

- generación propia (PPROPIA<sub>k</sub>), entendiéndose como tal la energía generada por sus máquinas destinadas al cubrimiento del contrato que no resulta convocada por Contratos de Disponibilidad de Potencia, más la energía entregada por las máquinas de otros Generadores con los que haya suscrito Contratos de Disponibilidad de Potencia y que hayan sido convocadas por dichos contratos (PGEN<sub>k2</sub>);

$$PPROPIA_k = \sum_{k1} PGEN_{k1} + \sum_{k2} PGEN_{k2}$$

- energía comprada en el Mercado Spot de resultar la generación propia insuficiente para cubrir sus compromisos de entrega de energía a sus contratados, debido al despacho que requiera el OC-CCE y/o a la falta de disponibilidad en máquinas que le pertenecen y/o que tenga contratadas como reserva y/o a restricciones de Transmisión.

#### f) Contrato de Energía

##### Objeto

El generador compromete la venta de energía a un UNR con una forma prefijada a lo largo del período de vigencia, representada como una curva de demanda por intervalo horario. En caso que el generador no esté disponible podrá cumplir con el abastecimiento únicamente en caso de que el Mercado Spot cuente con la oferta suficiente para su compra.

##### Características Generales y Limitaciones

En este tipo de contratos la parte vendedora se compromete a entregar a la parte compradora una curva de energía por hora en el nodo que se convenga. La garantía de este contrato sólo está dada por la oferta que el Mercado Spot pueda entregar en dicho nodo, lo cual implica que las máquinas del Generador no pueden garantizar el suministro si ocurren



restricciones a la demanda.

Partes, Plazos, Información a Suministrar

Los Contratos de Energía deberán satisfacer las condiciones establecidas para los Contratos de Abastecimiento.

Administración

A los efectos de evaluar la máxima energía contratable, el seguimiento de la curva de carga contratada, y la transacción económica resultante, se aplican los conceptos correspondientes a los Contratos de Abastecimiento.

En caso de haber restricciones al abastecimiento programadas resultantes por déficit de oferta o de transmisión, el compromiso a ser cubierto por el Contrato de Energía no deberá ser superior a la demanda propia del Agente demandante, una vez descontados aquellos otros contratos con garantía, ya sean éstos de disponibilidad de potencia o de abastecimiento.

g) Requisitos a cumplir por los Contratos

Administración

Un contrato del Mercado a Término debe ser administrable en el Mercado Spot por el OC el que realizará su seguimiento o sea realizar su seguimiento en cuanto a los apartamientos entre la energía generada por el contratado y la comprometida por sus contratos, ya sea faltantes o sobrantes, y entre la disponibilidad de potencia comprometida y la disponible real.

Se entiende por contrato administrable el que, con la información suministrada para su administración, el OC-CCE podrá:

- al finalizar cada hora o intervalo Spot que se defina, calcular la potencia y energía comprometida en el contrato y determinar para cada Agente si tiene operaciones de venta o de compra en el Mercado Spot;
- en sus programaciones y despacho, programar la potencia y energía prevista comprometida entregar en cada contrato.

A los efectos de la administración de un Contrato de Abastecimiento o de Energía y las transacciones Spot por faltantes o sobrantes, el Contrato debe poder ser convertido por el OC en una curva por hora de demanda representativa (prevista y real), determinándose así una representación del compromiso contratado en cada intervalo Spot entre cada Generador "k" y cada agente consumidor "j" (PCONTkj).

Máxima Demanda Contratable

Un UNR o Autoproduccion no puede comprar por contratos más que su máxima demanda contratable que se define como. Se entiende por máxima demanda contratable:

- Para un UNR su demanda de energía y potencia horaria que surja de las curvas típicas de consumo presentadas para las programaciones que defina el OC.



- Para un Autogenerador que no tenga vigente Contratos de Abastecimiento en que es la parte vendedora, el cincuenta por ciento (50%) de su demanda prevista de energía y potencia horaria que surja de las curvas típicas de consumo presentadas para las programaciones que defina el OC
- Para un Autogenerador que tenga vigente uno o más Contratos de Abastecimiento en que es la parte vendedora, cero (0).
- De definirse el compromiso como un porcentaje de la demanda, para cada banda horaria la suma del porcentaje acordado en el contrato más el porcentaje acordado en los contratos de abastecimiento y de energía vigentes de la parte compradora no debe superar el cien por ciento (100 %).

#### Máxima Disponibilidad de Potencia Contratable

Un Generador "k" puede contratar a otros Generadores disponibilidad de potencia como respaldo para sus contratos. La Máxima Disponibilidad de Potencia Contratable está dada por la Potencia Máxima Comprometida en sus Contratos (PMXGCONT), entendiéndose como tal el valor máximo de la curva por hora de potencia total comprometida en sus Contratos de Abastecimiento y de Disponibilidad de Potencia. Al presentar un Contrato de Disponibilidad de Potencia en que un Generador "k" es la parte compradora, con otro Generador "g", se deberá entregar al OC la información que avale que para cada mes "m" de vigencia del contrato que la disponibilidad de potencia contratada más la potencia de los otros contratos de compra de disponibilidad de potencia vigentes de la parte compradora no supera la Máxima Disponibilidad de Potencia Contratable.

#### h) Máxima Generación Contratable

##### Restricción

Un agente Generador no puede vender por contratos más que su máxima generación contratable. La máxima generación contratable está dada por la capacidad de producción que comercializa (potencia y energía) y con que puede respaldar sus contratos de venta en el Mercado a Término

##### Máxima Potencia Contratable

Para cada una de sus máquinas y/o centrales comercializadas, la máxima potencia contratable se define como la correspondiente potencia efectiva neta, o sea descontando los consumos propios. La potencia máxima contratable está dada por la suma de la potencia efectiva neta en sus máquinas y/o centrales comercializadas.

En el caso de un Autoproducer "k", se fija el compromiso de autoabastecer por lo menos el cincuenta por ciento (50%) de su demanda, por tanto su potencia máxima contratable mensual está dada por el excedente que resulte al restar de la potencia efectiva neta de sus máquinas, o sea descontado los consumos propios, el cincuenta por ciento (50%) de la potencia media correspondiente a su demanda de energía prevista.

Para los Generadores Hidroeléctricos, la máxima potencia mensual contratable, correspondiente a una central hidroeléctrica, está limitada por la potencia máxima



entregable equivalente a la potencia máxima generable en cada mes con una probabilidad de excedencia del 95% durante 5 horas. A los efectos de la determinación de la Máxima Potencia Contratable en cada mes, la potencia máxima generable correspondiente no deberá resultar inferior a la potencia media mensual calculada a partir de la Máxima Energía Contratable de cada mes. En el momento de presentar un Contrato de Disponibilidad de Potencia con un agente "r", el Generador "k" que es la parte vendedora deberá suministrar la información que demuestre para cada mes "m" de vigencia que:

- la Disponibilidad de Potencia comprometida con máximo nivel de prioridad no resulta mayor que la suma de la potencia neta efectiva de las máquinas o de la Central Hidroeléctrica afectadas, una vez descontada la potencia comprometida en los contratos de abastecimiento según corresponda.

$$\sum_r \text{PDIS}_{kr}^m \leq \sum_q \text{PEFFECT}_q - \sum_j \text{PCONT}_{kj}^{m,h}$$

donde:

$\text{PDIS}_{kr}^m$  = Potencia comprometida como Disponibilidad de Potencia con el máximo nivel de prioridad de convocatoria para el mes "m" en el contrato a suscribir entre el Generador "k" y el agente "r".

$\text{PEFFECT}_q$  = Potencia neta efectiva de la máquina "q" especificada para asignar en contratos .

$\text{PCONT}_{kj}^{m,h}$  = Potencia de la hora o intervalo Spot "h" para el mes "m" en los Contratos de Abastecimiento, de UNR que tiene el productor "k" con los compradores "j" ya vigentes Máxima Energía Contratable

La máxima energía anual contratable de una máquina térmica está dada por la energía que puede producir con su potencia efectiva. La máxima energía anual contratable correspondiente a una central hidroeléctrica está limitada por el valor denominado Energía Firme (EFIRM).

Con los modelos de optimización y simulación de la operación vigentes el OC debe obtener la serie de energías mensual con que resulta despachada en los siguientes años cada central hidroeléctrica para la serie histórica de caudales considerando un nivel inicial y final igual al máximo de operación normal.

Con dicha serie, el OC debe calcular la energía mensual de esa central la que puede asignarse a una probabilidad de excedencia del setenta por ciento (70%). Dicha energía se asigna para el cálculo de la energía firme mensual.

La energía firme mensual de cada Generador hidráulico (EFIRM<sub>m</sub> k) se calcula como la suma de las energías firmes de sus centrales hidroeléctricas comercializadas. El Generador puede suscribir contratos en tanto no supere este valor.

En el momento de presentar un contrato de abastecimiento en que la parte vendedora comercializa centrales hidroeléctricas, el Generador debe suministrar al OC la información que demuestra que para cada mes del contrato la energía total comprometida más la comprometida en sus otros contratos de abastecimiento vigentes no supera la sumatoria de las energías firmes de las centrales hidroeléctricas asociadas.



$$ECON T_{kj}^m + \sum_{j1} ECON T_{kj1}^m \leq \sum_c EFIRM_{kc}^m$$

donde:

$ECON T_{kj}^m$  = energía representativa para el mes "m" del contrato a suscribir entre el Generador hidráulico "k" y el comprador "j".

$ECON T_{kj1}^m$  = energía representativa para el mes "m" del contrato vigente entre el Generador hidráulico "k" y el comprador "j1".

$EFIRM_{kc}^m$  = energía firme mensual de la central hidroeléctrica "c" del Generador "k".

### 2.1.2.3 Operación en Tiempo Real y Transacciones Horarias de los UNR

#### Administración de Restricciones al Suministro

En caso de restricciones en el abastecimiento, el OC-CCE considerará las garantías de suministro de los contratos con respaldo de potencia (de Abastecimiento y de Disponibilidad de Potencia convocado).

Para el caso de déficit en la programación, el despacho o la operación, el OC-CCE debe verificar si cada Generador cuenta con la disponibilidad necesaria para abastecer sus contratos. Para ello, en cada contrato con garantía se calculará la energía requerida por déficit como la suma de la energía comprometida según la curva de carga representativa por hora o intervalo Spot que se defina más el nivel de pérdidas que se evalúen.

En caso de imposibilidad de abastecer una demanda contratada, ya sea por limitaciones de Transmisión, Distribución y/o por indisponibilidad de generación propia del Generador y falta de excedentes para cubrirlo en el Mercado, el OC-CCE programará las restricciones necesarias.

#### Apartamientos de los UNR en los Contratos de Abastecimiento

En la operación real, para cada hora "h" se entiende como Demanda Propia (DPROPIA) de un UNR "j" a la diferencia entre su demanda registrada en el intervalo Spot (DEM) y la energía correspondiente a las máquinas convocadas de sus contratos de Disponibilidad de Potencia.

$$DPROPIA_j^h = DEM_j^h - \sum_g PDIS_{jg}^h$$

Cada hora, un UNR debe comprar energía de cada uno de sus contratos de abastecimiento, independientemente de lo que requiera su demanda propia. Para el seguimiento de los apartamientos de energía respecto a los contratos de abastecimiento de un UNR y el cálculo de su compra/venta en el Mercado Spot, el OC debe considerar para cada intervalo Spot que la energía total comprada por contratos de abastecimiento está dada por la suma de las curvas de carga representativas por intervalo Spot de sus contratos.

Cada hora el OC deberá realizar para cada UNR con Contratos de Abastecimiento el seguimiento del apartamiento entre su demanda propia y la suma de la energía entregada por sus Contratos de Abastecimiento, y calcular la valorización de este apartamiento a través de su comercialización en el Mercado Spot.



Cuando un UNR resulta en un intervalo Spot "h" con una demanda propia menor que la energía total contratada, se convertirá en un vendedor en el Mercado Spot vendiendo el excedente al Precio de Mercado para dicho intervalo Spot.

$$\text{VENDE}_j^h = \text{máx}(\sum_k \text{PCONT}_{kj}^h - \text{DPROPIA}_j^h, 0)$$

donde:

$\text{PCONT}_{kj}^h$  = Energía para el intervalo Spot "h" de la curva de carga representativa del Contrato de Abastecimiento entre el Generador "k" y el UNR "j".

Si por el contrario, resulta su demanda propia mayor que la energía contratada, se considerará comprador en el Mercado Spot del faltante.

$$\text{COMPRA}_j^h = \text{máx}(\text{DPROPIA}_j^h - \sum_k \text{PCONT}_{kj}^h, 0)$$

En caso que, por falla o restricciones en la red, surja un déficit en la región eléctrica donde se encuentra el UNR y no se pueda abastecer toda su demanda, no se considerarán faltantes ni excedentes respecto a sus contratos.

Al finalizar un período de facturación el OC deberá totalizar para cada UNR los valores correspondientes a la energía abastecida por los contratos de Disponibilidad de Potencia convocados, los apartamientos de energía registrados entre su demanda propia abastecida y la entregada por sus contratos de abastecimiento, y su valorización a través de su comercialización en el Mercado Spot. El UNR resultará acreedor o deudor con respecto al MEM, según resulte positiva o negativa la integración de los montos correspondientes a los apartamientos por intervalo Spot a lo largo del mes.



## 2.2 AUTOPRODUCTORES, COGENERADORES Y NO CONVENCIONALES

### 2.2.1 Disposiciones Normativas Generales

El Reglamento se refiere a estos tres tipos de Agentes en sus “Disposiciones Transitorias”:

“**ART. 538.**- El OC elaborará en un plazo de seis (6) meses a partir de la puesta en vigencia del presente Reglamento una propuesta para reglamentar y precisar la participación en el MEM de los Autoprodutores, cogeneradores y plantas de generación eléctrica a partir de medios no convencionales que sean renovables. La SIE estudiará la propuesta y la someterá a consideración de la CNE, previo el trámite previsto sobre las modificaciones al Reglamento para su expedición por parte del Poder Ejecutivo.”

La reciente Ley 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales debe considerarse un paso en este sentido, el que se concreta con la sanción su Reglamento de Aplicación 202 del 2008 dirigido a incentivar y regular el desarrollo y la inversión en proyectos, que aprovechen cualquier fuente de energía renovable.

En ausencia de otros reglamentos específicos, la Ley y el Reglamento tratan a estos Agentes como al resto.

### 2.2.2 Autoprodutores

#### 2.2.2.1 Marco Normativo

Según la definición de la Ley 125-01, actualizada al año 2007, los AUTOPRODUCTORES son “Entidades o empresas que disponen de generación propia para su consumo de electricidad, independientemente de su proceso productivo, que eventualmente, a través del SENI, venden a terceros sus excedentes de potencia o de energía eléctrica.”

Esta definición es ratificada por el Reglamento y por la reciente Ley No. 57-07 y su Reglamento, de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales, en la que se establece un régimen de beneficios fiscales para la Autoproducción con recursos renovables.

La ley es explícita en su Art. 9 en cuanto a considerar a estos Agentes dentro de las entidades que producen, transportan o distribuyen la electricidad a terceros y que pueden comercializar directamente su electricidad y su capacidad de distribuirla así como en la sujeción a la Ley sin discriminación por capitales nacionales y/o extranjeros, privados y/o públicos sin ninguna discriminación por estas circunstancias (Art. 10).

En el Art. 11 se define la Exclusividad de actividades: en sistemas eléctricos interconectados cuya demanda máxima de potencia sea superior a la definida en los reglamentos y que incluyan suministro a empresas distribuidoras, los autoprodutores podrán efectuar sólo una de las actividades de generación, transmisión o distribución.

Los autoprodutores podrán instalar los tramos de líneas que le permitan conectar sus unidades y entregar toda su energía disponible al sistema eléctrico interconectado, los que



serán operados por la empresa de transmisión

En el Dto. 202-08 (arts. 95 y 96) se define que la potencia instalada de Autoprodutores a los efectos de ese Reglamento de Ley de Incentivo a las Energías Renovables debe ser menor a 1,5 MW y que su producción energética se destine para el consumo propio por lo menos en un 50%, y el restante 50% podrá ser inyectado a la red a los precios que sean establecidos en el Reglamento, lo que podrá ser ampliado, previa solicitud a la CNE, para las plantas de generación de electricidad para autoconsumo que utilicen como fuente primaria de energía residuos de biomasa o subproductos de biomasa procedentes de procesos industriales dedicados a la obtención de biocombustibles.

### **2.2.2.2 Operación**

#### **a) Normativa Vigente**

En lo referente a la operación la Ley trata a estos Agentes como al resto:

“Art. 38. Las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los autoprodutores y cogeneradores que venden sus excedentes a través del sistema, deberán coordinar la operación de sus instalaciones para rendir el mejor servicio al mínimo costo.

Por tratarse de unidades generadoras del SENI pertenecientes a Agentes del MEM, para la Programación, la Coordinación de la Operación en Tiempo Real y la Base de Datos de las máquinas de los Autoprodutores puede considerarse de aplicación lo dispuesto en el Título VIII del Reglamento “Código de Operación del SENI”.

En el Art. 9 del Reglamento se autoriza a los Autoprodutores a instalar tramos de líneas que le permitan conectar sus unidades y entregar toda su energía disponible al SENI, previa obtención de la concesión especial establecida en el Artículo 11 de la Ley.

#### **b) Normativa Complementaria Propuesta**

##### **Programación, Despacho y Operación**

En lo que hace a la venta de energía, su oferta recibirá un tratamiento similar a la de un generador agente del MEM.

Con respecto a los pedidos de compra, la modalidad será similar a la de un Usuario No Regulado.

Para que las ofertas de venta o los pedidos de compra en el Mercado Spot puedan ser considerados, deberá serle suministrada al OC-CCE la información necesaria para la programación y el despacho Semanal y Diario, dentro de los plazos establecidos en el Reglamento.



## Oferta Semanal y Diaria de Potencia

El Autoprodutor deberá enviar al OC su oferta de potencia horaria dentro de los plazos requeridos por el OC para la programación y el despacho.

De tratarse de máquinas térmicas, la oferta podrá incluir un precio de combustible que no supere el precio tope dado por el correspondiente Precio de Referencia. De no informar precio, el OC considerará que le corresponde precio cero. La oferta será incluida en el despacho que realiza el OC y será efectiva siempre que:

- se realice al OC dentro de los plazos establecidos para ser incluidas en el despacho;
- resulte despachada por ser técnicamente factible y económicamente ventajosa, o sea que su precio ofertado transferido al Mercado no supere el Precio de Mercado para la energía y no existan restricciones operativas o de Transporte que limiten su entrega posible.

Para las ventas en el Mercado Spot el Autoprodutor presentará su oferta prevista para la programación semanal, discriminada por día y por períodos, la que será considerada como firme y comprometida, dentro de un margen de tolerancia. Este valor podrá ajustarse diariamente durante el transcurso de la semana. De no recibir esta información, el OC deberá considerar que el Autoprodutor no prevé vender en dicha semana. El OC deberá tomar como precio de combustibles el declarado a nivel mensual por el Autoprodutor, de acuerdo a las normas vigentes. Las ofertas recibidas serán incorporadas a la programación semanal para su despacho.

Diariamente, el Autoprodutor deberá informar al OC su oferta de potencia para el día siguiente, discriminada a nivel horario. De no recibir esta información, el OC considerará que el Autoprodutor mantiene la oferta indicada en la programación semanal.

Todo excedente ofrecido para un día en el que no había oferta semanal será considerado de oportunidad, no firme.

Si habiendo oferta semanal, la oferta real diaria es mayor que la informada a nivel semanal, la potencia ofertada será considerada firme sólo hasta un 20% por encima de la ofertada en la programación semanal. El excedente restante será considerado energía eventual, sin potencia firme.

Para el despacho del MEM, la oferta se incluirá como una máquina más del MEM con una potencia máxima horaria igual a la oferta informada. De tratarse de centrales hidroeléctricas, en el despacho se les dará el tratamiento de las centrales de pasada (costo cero). De tratarse de generación térmica, su costo estará dado por su consumo específico y el precio de combustibles declarado. Cada día el OC enviará, a cada Autoprodutor que haya ofertado excedentes, su programa horario de entrega previsto para el día siguiente en su punto de inyección al MEM resultante del despacho.

## Retiros del MEM

Junto con la información para la programación de mediano y largo plazo el Autoprodutor deberá enviar al OC:



- la potencia máxima que prevé comprar, la que se considerará su demanda de potencia
- la previsión de energía a retirar del MEM o sea el faltante para cubrir su demanda una vez descontada su autogeneración, de ser posible discriminada por períodos

De no suministrar información para la programación, se considerará que el Autoprodutor no prevé comprar en dicho período.

Semanalmente y diariamente el Autoprodutor que desee comprar en el Mercado Spot deberá informar al OC su curva de demanda en el MEM prevista, discriminada a nivel diario y por períodos. De no recibir esta información, el OC deberá considerar que el Autoprodutor no comprará durante esa semana o ese día.

Ante una solicitud de compra diaria confirmando una previsión de compra para dicho día en la programación semanal, el OC estará obligado a aceptarla y deberá cubrir los requerimientos de compra siempre que:

- exista excedente de oferta en el MEM para cubrir la demanda requerida;
- sea técnicamente factible.

En las semanas con riesgo de falla y/o déficit en el MEM y/o en el área en que se encuentra el Autoprodutor, el requerimiento de compra horaria no podrá superar su potencia declarada. De aplicarse restricciones a la demanda, el déficit en el MEM se repartirá entre los compradores del Mercado Spot en el área involucrada, en forma proporcional a su compra requerida. En consecuencia, la venta al Autoprodutor se limitará a su requerimiento de compra menos el porcentaje de restricción a su suministro que corresponda.

Existiendo riesgo de falla y/o restricciones en el suministro, el OC deberá rechazar toda solicitud de compra diaria no prevista en la programación semanal y, de estar prevista, podrá hacerlo si modifica en más del 5% el precio spot medio diario esperado.

Los requerimientos de compra se incluirán en el despacho como una demanda más. El OC enviará a cada Autoprodutor que haya requerido comprar en el MEM, su programa horario de energía a abastecer en su punto de retiro del MEM.

### **2.2.2.3 Remuneración**

#### **a) Normativa Vigente**

En el Título IX del Reglamento, “Transacciones Económicas del Mercado Mayorista”, los Autoprodutores no se mencionan en forma explícita pero, por tratarse de Agentes del MEM, se atiende la valorización de sus transferencias de energía y de potencia de punta.

Asimismo, quedan incluidos como Agentes del MEM en la administración de Contratos, Sistema de Medición Comercial para las inyecciones y retiros del MEM, Facturación de las Transacciones Económicas, Peajes de Transmisión, Valorización de Energía Reactiva y Compensación por Regulación de Tensión y Regulación de Frecuencia.

Pueden realizar importaciones directas de cualquier proveedor externo de los combustibles y lubricantes que requieran sus plantas, previa autorización de la Comisión Nacional de



Energía.

Para las transacciones económicas los Autoproductores que vendan sus excedentes en el SENI deben calcular el monto de su contribución tomando el valor de las ventas mensuales de energía y potencia, realizadas en el Mercado Spot y de contratos, multiplicado por el porcentaje de contribución que se establece en el Reglamento, dividido entre dos. Se excluye del valor de las ventas los pagos por Peajes de Transmisión.

Los Autoproductores pueden comercializar directamente su electricidad en tanto vendan sus excedentes a través del SENI, previo cumplimiento de las disposiciones de la Ley, del Reglamento y de las resoluciones que dicten la CNE y la SIE, encontrándose dentro de las actividades que requieren de concesión o permiso. Deben solicitar la correspondiente concesión al Poder Ejecutivo vía la CNE, previa recomendación de la SIE, para los efectos de lo dispuesto por los artículos 10 y 38 de la Ley. (Art. 7 del Reglamento)

#### b) Normativa Complementaria Propuesta

##### Transacciones Económicas

Los Autoproductores podrán realizar contratos de Abastecimiento dentro del Mercado de Contratos con Distribuidores y UNR del MEM.

Un Autoprodutor podrá vender al MEM sus excedentes o comprar sus faltantes.

En cada hora, un Autoprodutor resultará en una de las siguientes condiciones:

- vendiendo al MEM si está disponible y despachado (inyección a la red)
- comprando al MEM (retiro de la red)
- sin transacciones con el MEM, intercambio resultante cero

##### Inyecciones en el Mercado Spot

Para las transacciones de potencia se considerará:

En cada hora en que un Autoprodutor esté entregando potencia al MEM se considerará que vende al Mercado Spot la potencia sobrante, calculada como la diferencia entre:

- su potencia inyectada en el punto de conexión del MEM
- su potencia comprometida en el Mercado a Término, dada por la suma de sus contratos de abastecimiento vigentes.

La remuneración que recibirá por su venta se calculará en base a dicha potencia excedente y el precio al que será remunerado dependerá de si la potencia entregada se considera o no firme. La firme es la que estaba prevista y es, a lo sumo, 20% superior a la ofertada en la programación semanal para dicho día. La no firme es la vendida en días que no estaba previsto vender según la programación semanal y la excedente por encima del 20% de tolerancia aceptada.

La potencia firme vendida al MEM por un Autoprodutor será remunerada por su energía al precio horario de nodo de la energía, y por su potencia en las transacciones de potencia. La potencia no firme vendida sólo será remunerada por la energía al correspondiente precio



horario de nodo de la energía.

#### Retiros del MEM

En cada hora en que un Autoproductor retire energía del MEM se considerará que compra en el Mercado Spot la potencia y energía que toma en su punto de conexión. La energía será facturada con el correspondiente precio horario de la energía en su nodo y la potencia en las transacciones de retiro de potencia.

A su vez, de resultar de sus compromisos en el Mercado a Término un faltante por ser su entrega al MEM inferior a la potencia a abastecer según sus contratos, se considerará que compra para sus contratantes estos faltantes de energía y potencia en el Mercado Spot al precio horario en el Mercado.

#### Contratos a Término

Los Autoprodutores, en su función de vendedores de energía, podrán establecer contratos de suministro en el Mercado de Contratos con Distribuidores y Usuarios No Regulados. El contrato de un Autoproductor se deberá limitar a la venta de excedentes.

Los Autoprodutores, en su función de consumidores, podrán establecer contratos de suministro con Generadores del MEM para el cubrimiento de su demanda. Un Autoproductor podrá contratar el suministro de hasta el 50% de su demanda prevista y sólo podrá tener contratos de Suministro en función de vendedor o de consumidor pero no simultáneamente de ambos tipos. El Autoproductor y sus clientes podrán establecer libremente y de común acuerdo las condiciones particulares del contrato pero siempre encuadrados en los procedimientos vigentes en el MEM. En los contratos se deberá establecer una metodología que permita cuantificar los programas horarios de potencia comprometida a nivel de la programación de mediano plazo, semanal y diaria. Las compras y ventas en el Mercado Spot por los faltantes y/o sobrantes que resulten de dichos contratos serán administradas por el OC.

#### Transacciones de Potencia

Por ser Agente del MEM, al Autoproductor se le aplicará la normativa de transacciones de potencia establecida en el Reglamento para calcular la potencia retirada en las Transacciones de Potencia de Punta y la potencia a remunerar a los Generadores en las Transacciones de Potencia de Punta.

Con los datos para la programación de mediano y largo plazo cada Autoproductor deberá informar al OC la potencia máxima a retirar de manera análoga a los Distribuidores y Usuarios No Regulados. Si un Autoproductor declara que no prevé comprar en el MEM, su retiro será igual a cero.

#### Cargos del Transporte

Los Autoprodutores deberán pagar los peajes de Transmisión por concepto de derecho de uso y derecho de conexión como el resto de los Agentes del MEM.

### **2.2.2.4 Responsabilidades**



a) Normativa Vigente

Los Autoprodutores están sujetos en un todo a los requerimientos técnicos, económicos y estadísticos de la Superintendencia de Electricidad y a los requerimientos de coordinación del Organismo Coordinador. Son asimismo responsables de las faltas que estén tipificadas en la Ley y de las que cometan sus dependientes en el ejercicio de sus funciones.

En el Reglamento se establece igualmente que cualquier Autoprodutor que venda sus excedentes en el sistema interconectado es Agente del MEM e integrante del Organismo Coordinador, dentro del bloque de generación privada, junto con las denominadas Empresas Eléctricas de Generación, y aportante a la financiación de su presupuesto.

Acercas de la integración de empresas, rigen para estos Agentes las normas sobre vinculación entre empresas del SIE en lo relativo a afiliadas, controlantes y subsidiarias a fin de evitar prácticas anticompetitivas.

Los Autoprodutores están obligados junto con los restantes tipos de Agentes a entregar a la CNE sus respectivos planes de expansión y su estado de ejecución en informes semestrales a fin de elaborar el Plan Energético Nacional.

Son Agentes responsables de disponer la medición de sus inyecciones y retiros de energía eléctrica hacia y desde el SENI mediante la instalación del SMC en los Puntos de Conexión con el Sistema de Transmisión y con Empresas de Distribución.

b) Normativa Complementaria Propuesta

Ingreso al MEM

El Autoprodutor que solicite ingresar como Agente del MEM debe incluir en su Solicitud la siguiente información:

- Tipo de reconocimiento explícito como Autoprodutor;
- Información sobre capacidad instalada, de acuerdo a los requerimientos para la Base de Datos del MEM, indicando cantidad y tipo de máquinas, su potencia y consumo específico, tipo de combustibles que puede consumir, y disponibilidad media anual.
- Demanda anual prevista
- Descripción del punto de intercambio con el MEM

Debe contar con una potencia instalada no inferior a 1 MW, u otro valor a definir por la CNE, con una disponibilidad media anual no inferior al 50%.

La potencia disponible, o sea el producto de la potencia instalada por la disponibilidad informada, debe ser capaz de cubrir el 50% o más de su demanda anual de energía informada, o sea que la energía correspondiente a esa potencia disponible a lo largo del año debe representar un valor mayor o igual que el 50% de su demanda de energía anual.

Debe contar con un medio de comunicaciones e intercambio de datos con el OC-CCE, propio o contratado a terceros, con medidores y registradores de acuerdo a las normas vigentes para el Sistema de Medición Comercial y el Sistema en Tiempo Real. El sistema de medición deberá ser tal que permita medir las inyecciones y retiros del MEM y deberá



contar con medidores bidireccionales de energía activa en la frontera de intercambio con el Agente al que se conecte y registro de potencia en cada una de las direcciones del flujo.

Los medidores y registradores deberán responder en cantidad y características a lo dispuesto en el Reglamento para los Agentes del MEM.

La declaración de potencia disponible del Autoprodutor representa un compromiso de un cubrimiento del 50% o más de su demanda con generación propia. Por otra parte, deberá definir su modo de conexión al MEM utilizando el sistema de transmisión.

#### Responsabilidades con el OC

Los Autoproductores que realicen retiros e inyecciones en sus puntos de conexión al MEM deberán cumplir los programas diarios y horarios de carga y las directivas de operación en tiempo real del OC-CCE, salvo cuando las mismas pongan en peligro la seguridad de su personal y/o instalaciones.

#### Requerimientos Técnicos

Los Autoproductores deberán cumplir con los mismos requerimientos técnicos que los establecidos para los Generadores del MEM (disponibilidad de reactivo, regulación de frecuencia, sistemas de medición en tiempo real y otros) y estarán sujetos a las mismas penalidades y descuentos por dichos rubros.

En condición de generación con potencia firme deberán cumplir con el diagrama de capacidad P-Q del generador o, en caso de no contar con la información, con el estimado por el OC-CCE. En condición de generación con potencia no firme su factor de potencia deberá estar entre 0,85 inductivo y 0,97 capacitivo, de acuerdo a los requerimientos del sistema de transporte o distribución. En su condición de demanda conectada al sistema de transmisión deberán cumplir con los límites de factor de potencia que establezca el Reglamento (0,9 inductivo). En su condición de demanda conectada a un Distribuidor, el que fije el convenio de conexión.

#### Reembolso de Gastos del OC

Los Autoproductores Agentes del MEM serán aportantes a la financiación del Presupuesto del OC en forma proporcional a participación en el total de las transacciones económicas del MEM según lo establecido en el Reglamento.

#### Pérdida de la condición de Autoprodutor

Las operaciones de un Autoprodutor del MEM se deben limitar a la compra de faltantes y ventas de sobrantes. Su compra en el Mercado Spot debe corresponder a falta de capacidad de generación propia disponible más generación contratada para cubrir toda su demanda. De presentarse fallas severas en una o más de sus máquinas cuya reparación requiera períodos prolongados y limiten significativamente su disponibilidad, el Autoprodutor deberá informar al OC y podrá presentar una solicitud a la CNE de ser eximido en el año afectado por dicha indisponibilidad de la obligación de cubrir el 50% de su demanda con generación propia.

Como excepción, la CNE podrá autorizar que el Autoprodutor genere menos que el 50%



de su demanda. Una vez aceptado el pedido, el Autoprodutor no podrá presentar otra solicitud de excepción por los siguientes dos años.

Anualmente el OC deberá totalizar la compra realizada en el Mercado Spot por cada Autoprodutor en el último período enero a diciembre. De verificarse que dicha compra representa más del 50% de su demanda de energía para el mismo período y que no cuenta con una autorización de la CNE que lo exima de esta obligación, el OC deberá considerar que dicho Autoprodutor deja de pertenecer al MEM como agente a partir de la siguiente programación de corto plazo e informar a la CNE que ha perdido su condición de Agente del MEM.

Para ser reconocido nuevamente como agente, deberá repetir la solicitud a la CNE de ingreso al MEM incluyendo adicionalmente el motivo por el que no cumplió con su compromiso de cubrir con generación propia el 50% o más de su demanda y una justificación del modo en que podrá cumplir su compromiso. La CNE podrá rechazar el pedido si considera que la justificación no es válida y que el Autoprodutor no podrá abastecer por lo menos el 50% de su demanda.

#### **2.2.2.5 Consideraciones complementarias**

La autoproducción con hidrocarburos es una parte significativa de la oferta energética en la República Dominicana. En el 2001 ya alcanzaba el 71% de la capacidad instalada en el Servicio Público y el 41% de la total (Autoproducción + Servicio Público). El costo de los combustibles en la Autoproducción de electricidad representó el 11,3% de las importaciones totales de combustibles en ese año.

La compra de combustibles fósiles es del orden del 35% del presupuesto nacional y un 15% del PIB.

Uno de los estudios realizados para generar propuestas que ayuden a moderar la proliferación de la Autogeneración con combustibles tradicionales es el “Proyecto de Prospectiva de Demanda de Energía” realizado por la Fundación Bariloche en 2001. Los lineamientos para la política energética que recomienda este estudio a la CNE pueden considerarse como referencia para el desarrollo de las propuestas normativas en estos aspectos:

- Mejora en la seguridad de abastecimiento a partir del Servicio Público.
- Disminución de los costos de dicho abastecimiento.
- Disminución o supresión de los subsidios al gasoil utilizado en la Autogeneración
- Control sobre la importación del equipamiento de Autogeneración para evitar su proliferación excesiva y el ingreso de equipamiento usado de bajo rendimiento.

### **2.2.3 Cogeneradores**

#### **2.2.3.1 Marco Normativo**

Según la definición de la Ley 125-01, actualizada al año 2007, los COGENERADORES son “Entidades o empresas que utilizan la energía producida en sus procesos, a fin de



generar electricidad para su propio consumo y eventualmente, para la venta de sus excedentes a terceros, a través del SENI.”

La ley es explícita en su Art. 9 en cuanto a considerar a estos Agentes, al igual que los Autoprodutores, dentro de las entidades que producen, transportan o distribuyen la electricidad a terceros y que pueden comercializar directamente su electricidad y su capacidad de distribuirla así como en la sujeción a la Ley sin discriminación por capitales nacionales y/o extranjeros, privados y/o públicos sin ninguna discriminación por estas circunstancias (Art. 10) y en cuanto a la Exclusividad de actividades (Art. 11 de la Ley)

Los cogeneradores podrán instalar los tramos de líneas que le permitan conectar sus unidades y entregar toda su energía disponible al sistema eléctrico interconectado, los que serán operados por la empresa de transmisión.

En el Dto. 202-08 que reglamenta la Ley 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables se trata de los sistemas de cogeneración híbrida (utilización de fuentes de energía primaria fósiles y renovables de distinto tipo), del rendimiento mínimo para las instalaciones de Cogeneración (Anexo III del Decreto) y de los Valores de Rendimiento de Referencia para Cogeneración (Anexo VII del Decreto).

### **2.2.3.2 Operación**

a) Normativa Vigente

Ídem Autoprodutores.

b) Normativa Complementaria Propuesta

Programación, Despacho y Operación, Oferta Semanal y Diaria de Potencia

La propuesta es similar a la de Autoprodutores salvo que no debe incluirse para los Cogeneradores lo relativo al tratamiento de pedidos de compra.

No es de aplicación para Cogeneradores el punto “Retiros del MEM”

### **2.2.3.3 Remuneración**

a) Normativa Vigente

(Ídem Autoprodutores)

b) Normativa Complementaria Propuesta

Transacciones Económicas

Los Cogeneradores podrán realizar contratos en el Mercado de Contratos con Distribuidores y Usuarios No Regulados del MEM.

Un Cogenerador podrá vender en el MEM su producción de energía eléctrica necesaria para la producción de vapor u otro tipo de energía que requiera para su proceso productivo.

En cada hora, un Cogenerador resultará en una de las siguientes condiciones:

- vendiendo al MEM si está disponible y despachado (inyección a la red);



- sin transacciones con el MEM si está indisponible para el MEM o no resulta despachado.

Inyecciones en el Mercado Spot

(Ídem Autoprodutores)

Retiros del MEM

No es de aplicación para Cogeneradores el tratamiento de retiros del MEM.

De resultar de sus compromisos en el Mercado a Término un faltante por ser su entrega al MEM inferior a la potencia a abastecer según sus contratos, se considerará que compra para sus contratantes estos faltantes de energía y potencia en el Mercado Spot al precio horario en el Mercado.

Contratos a Término, Transacciones de Potencia, Cargos del Transporte

(Ídem Autoprodutores, salvo que no es de aplicación el tratamiento de la potencia máxima a retirar)

#### **2.2.3.4 Responsabilidades**

a) Normativa Vigente

Ídem Autoprodutores

b) Normativa Complementaria Propuesta

Ingreso al MEM

El Cogenerador que solicite ingresar como Agente del MEM debe incluir en su Solicitud la siguiente información:

- Tipo de reconocimiento explícito como Cogenerador;
- Información sobre capacidad instalada, de acuerdo a los requerimientos para la Base de Datos del MEM, indicando cantidad y tipo de máquinas, su potencia y consumo específico, tipo de combustibles que puede consumir, y disponibilidad media anual.
- El consumo específico para la producción de energía eléctrica que estará definido por el consumo total de la máquina menos el equivalente de la energía que se recupera bajo la forma de calor útil por cada kWh generado;
- Datos de la vinculación con el punto de intercambio con el SENI.
- Verificación del Rendimiento Mínimo (Anexo III Dto. 202-08)

Debe contar con una potencia instalada no inferior a 1 MW u otro valor a definir por la CNE con una disponibilidad media anual no inferior al 50%.

Debe contar con un medio de comunicaciones e intercambio de datos con el OC-CCE, propio o contratado a terceros, con medidores y registradores de acuerdo a las normas vigentes para el Sistema de Medición Comercial Y el Sistema en Tiempo Real. El sistema de medición deberá ser tal que permita medir las inyecciones y retiros del MEM y deberá



contar con medidores bidireccionales de energía activa en la frontera de intercambio con el Agente al que se conecte y registro de potencia en cada una de las direcciones del flujo.

Los medidores y registradores deberán responder en cantidad y características a lo dispuesto en el Reglamento para los Agentes del MEM.

El Cogenerador deberá definir su modo de conexión al MEM utilizando el sistema de transmisión.

Responsabilidades con el OC-CCE

(Ídem Autoproductores, salvo que los Cogeneradores no realizan retiros del MEM)

Requerimientos Técnicos

(Ídem Autoproductores, salvo que no es de aplicación para Cogeneradores la condición de demanda conectada al sistema de transmisión o distribución)

Reembolso de Gastos del OC

(Ídem Autoproductores)

Pérdida del reconocimiento como Cogenerador

Serán de aplicación las condiciones que establece el Reglamento para los Agentes Generadores del MEM.

## **2.2.4 Centrales No Convencionales que usan Energías Renovables**

### **2.2.4.1 Marco Normativo**

El marco normativo para las plantas generadoras de energía renovable está dado inicialmente por la Ley General de Electricidad No. 125-01, modificada por la Ley No. 186-07, el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, No. 125-01, de fecha 26 de julio de 2001 actualizado por medio del Decreto No. 494-07 del 30 de Agosto de 2007 y ampliado por la Ley 57-07 de incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y de sus regimenes especiales y su reglamentación contenida en el Decreto 202-08.

En el Reglamento se define como “Energía No Convencional” a la que incluye a todas las energías renovables, salvo a las hidroeléctricas mayores de 5MW y la proveniente de la biomasa. En aplicaciones especiales como de cogeneración o de nuevas aplicaciones pueden incluirse otras energías no renovables pero que produzcan beneficios similares a las renovables en cuanto a ahorrar combustibles fósiles y a no contaminar. (Definición N° 64).

La Ley establece un marco preferencial de fomento a la generación con renovables.

- Exención de impuestos aduaneros (Art. 9)
- Exención del Impuesto sobre la Renta (Art. 10) por diez años (10) años
- Reducción de impuestos al financiamiento externo. (Art. 11)
- Incentivo fiscal a los autoprodutores. (Art. 11)
- Incentivo a proyectos comunitarios (Art. 13).



- Certificados y/o bonos por reducción de emisiones contaminantes. (Art. 14)

Se fomentan las Cooperativas Eléctricas, “entidades .... cuya función principal es la de generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica en áreas rurales y sub-urbanas, utilizando recursos energéticos renovables del territorio nacional, independizándose del sistema regulado”. (Definición N° 39)

- Se verifica la exigencia de exclusividad en la actividad para los Agentes del MEM (generación, transmisión o distribución) sin tomar en cuenta la generación con energía renovable proveniente del viento, el sol, el agua y otras fuentes (Art. 11, Párrafo III).

La CNE debe “ ..presentar al Poder Ejecutivo un proyecto de reglamento donde se establezca la canalización y destino de los recursos provenientes de la Ley 112-00 y de la Ley 125-01, asignados al incentivo de la energía producida a través de medios no convencionales o recursos renovables” (Art. 528)

- El Organismo de Control debe elaborar una propuesta para reglamentar y precisar la participación en el MEM de los autoprodutores, cogeneradores y plantas de generación eléctrica a partir de medios no convencionales que sean renovables. (Art. 538)

Como Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables se define a la electricidad generada utilizando como fuente primaria el sol, el viento, la biomasa, el biogas, los desperdicios orgánicos o municipales, las olas, las mareas, las corrientes de agua, la energía geotérmica y/o cualquiera otra fuente renovable no utilizada hasta ahora en proporciones significativas. Se incluye también en esta definición a las pequeñas (micro y mini) hidroeléctricas que operan con corrientes y/o saltos hidráulicos y las energías no convencionales que resulten equivalentes a las renovables en cuanto al medio ambiente y al ahorro de combustibles importados;

Se incluye al Hidrógeno como combustible obtenido por diferentes tecnologías utilizando como energía primaria proveniente de las energías renovables y a los Licores de Azúcares Fermentables a aquellos obtenidos de las celulosas y materiales lignocelulósicos mediante hidrólisis y destinados exclusivamente para producir biocombustible.

Por tipo de energía se destacan:

- Parques eólicos y aplicaciones aisladas de molinos de viento con potencia instalada inicial, de conjunto, que no supere los 50 MW;
- Instalaciones hidroeléctricas micros, pequeñas y/o cuya potencia no supere los 5 MW;
- Instalaciones electro-solares (fotovoltaicos) de cualquier tipo y de cualquier nivel de potencia;
- Instalaciones termo-solares (energía solar concentrada) de hasta 120 MW de potencia por central;
- Centrales eléctricas que como combustible principal usen biomasa primaria cuya potencia instalada no supere los 80 MW por unidad termodinámica o central;

Sin límites a su magnitud quedan las Plantas de producción de biocombustibles, las Fincas



Energéticas, las plantas hidrolizadoras productoras de licores de azúcares para fabricación de etanol carburante y/o para energía y/o biocombustibles, las instalaciones de explotación mareomotriz y oceánicas, y las termo-solares de media temperatura.

Las pequeñas plantas hidroeléctricas que no superen los 5 MW reciben un extenso tratamiento especial de promoción sujeto a la salvaguarda de los usos del agua alternos y prioritarios y los requisitos medio ambientales de protección de las cuencas. (Párrafo II).

#### **2.2.4.2 Operación**

##### a) Normativa Vigente

Lo relativo a la Operación se describe en el Título VIII del Reglamento “CÓDIGO DE OPERACIÓN DEL SENI” dónde los generadores que usan energías renovables Autoproductores no se mencionan en forma explícita, sin embargo sus unidades generadoras deben cumplir con la normativa por tratarse de unidades generadoras del SENI pertenecientes a Agentes del MEM. Estas obligaciones de operación alcanzan a la Programación, Coordinación de la Operación en Tiempo Real, y Base de Datos.

##### b) Normativa Complementaria Propuesta

###### Normas Técnicas

La integración de plantas de energía renovable a la operación del MEM comprende varios aspectos de importancia que se tratan a continuación como ser la aprobación de proyectos de ingreso al MEM, conexión a la red, programación de la operación, operaciones, mediciones, precios y transacciones económicas. En lo siguiente se trata la temática de los generadores eólicos, asumiendo que la normativa existente en el MEM es aplicable a las pequeñas centrales hidráulicas, atendiendo a las particularidades del equipamiento involucrado y a la naturaleza del recurso, circunstancia que lo diferencia en algunos aspectos de la generación convencional.

Se sugiere trabajar en varias líneas de desarrollo para lograr una satisfactoria inserción en el MEM de los autoproductores con renovables, principalmente los generadores eólicos, entre las que deben contarse:

- Modelado eléctrico de los Autoproductores comerciales
- Pronósticos de oferta del recurso para la programación semanal
- Pronósticos de oferta para la Programación Diaria
- Herramientas de pronóstico de oferta en la operación real
- Herramientas de estudio rampa de ingreso de carga para la operación en tiempo real
- Tratamiento de la interconexión de los autoproductores en los procedimientos de operación
- Tratamiento de los autoproductores renovables en los estudios de planeamiento de la Transmisión



A continuación se desarrollan con mayor detalle algunos de los puntos ineludibles para incluir en la normativa en desarrollo en forma de sugerencias a tener en cuenta por la CNE, la SIE, el OC, la ETED y otros organismos y empresas que estén involucrados en la confección de las normas. Los mismos se complementan con los requisitos establecidos en el art. 39 del Reglamento (Dto. 202-08)

#### Aprobación de Ingreso al MEM

La potencia mínima exigible debe estar en relación con los estudios sobre el potencial eólico existentes para la RD. Es conveniente definir por separado la potencia mínima para las aplicaciones de generación de gran escala, como los parques eólicos a interconectarse al sistema eléctrico (definición “dd” de la Ley 57-07) y para las pequeñas turbinas de viento para proyectos de electrificación rural y de autoconsumo.

Una condición para el ingreso de generación eólica al MEM puede ser que totalice una potencia nominal igual o mayor a UN (1) MW, cualquiera sea la naturaleza del resto del equipamiento a cargo del mismo titular.

Debe cumplir los restantes requisitos que se establecen para el ingreso de nueva generación al MEM y los estudios de Impacto Medioambiental correspondientes al SEMARENA.

#### Programación y Despacho

La generación eólica será tratada como generación hidráulica de pasada. El OC debe programar y ejecutar la operación en base a los datos declarados por el Generador, salvo que éstos puedan comprometer la seguridad operativa del sistema o que durante la operación se verifique que los mismos no se ajustan a la realidad.

El Reglamento (Dto. 202-08) establece preferencia en la Programación y Despacho de la generación renovable (Cap. IX, Sec. I) y mecanismos de preferencia y priorización.

De verificarse que la información referida no se ajuste a la realidad, el OC podrá establecer datos a partir de sus propias estimaciones. En virtud de los resultados de la operación, el OC estará habilitado a limitar la operación de un generador eólico, sea en tiempo real o programadamente, debiendo poder justificar técnicamente para ello que la generación eólica provocará alteraciones fuera de tolerancia en los parámetros funcionales del sistema.

Entre los temas a desarrollar en el proyecto de normativa deben contarse:

- Implementación de un servicio de pronóstico para toda la generación eólica conjunta en forma independiente de lo informado por cada generador (programación semanal, diaria y de la operación en tiempo real. Estos pronósticos son esenciales para las respectivas programaciones y el despacho
- Incorporación de los pronósticos en forma de bloques de energía a los actuales procesos de programación
- Integración del pronóstico de generación (eólica) en tiempo real a los sistemas de operación

Otros estudios deben orientarse a la complementariedad entre distintos renovables como ser eólico-solar, eólico-biomasa, eólico-mini hidráulica y otros recursos intermitentes que



puedan utilizarse.

Para el modelado de instalaciones eólicas se sugieren las siguientes líneas de análisis

- Manejo del recurso intermitente por medio de la reubicación de energía excedente, el control de cargas que puedan modularse y el control de la generación distribuida y el intercambio entre áreas de despacho.
- Desarrollo de principios, algoritmos y reglas operativas
- Estudio de la capacidad de los recursos para modificar relación tiempo- producción ante variaciones imprevistas de carga o condiciones del sistema, en diferentes escalas de tiempo, de tiempos menores al segundo hasta horas
- Estudio de las variaciones estacionales del recurso para satisfacer determinadas rampas de carga diarias de despacho
- Gestión del recurso en horas de pico y fuera de pico

Asimismo para la interacción de estos recursos con los existentes se sugiere analizar:

- Estudio de la generación existente con curvas de rampa adecuadas para complementar a los nuevos autoproductores
- Estudio de cambios en los procedimientos de operación para incentivar la disponibilidad de unidades de arranque rápido que puedan requerirse para acomodar errores de pronóstico en la operación real o variaciones del recurso (eólico) dentro de la hora
- Investigación de incentivos y otros mecanismos para aprovechar las posibilidades de las tecnologías de los generadores eólicos y otros para proveer servicios auxiliares al despacho similares a otros existentes

Como criterios de aprobación de los proyectos de generación eólica por parte de la SIE se sugiere al menos tener en cuenta los siguientes puntos:

La evaluación de proyectos, tanto conectados a la red de transmisión como de distribución deben incluir la evaluación del impacto que tendrán en la dinámica de la red y su seguridad por tanto las propuestas deben recibir curso de aprobación solamente cuando los apropiados modelos sean presentados por el oferente, según las especificaciones del organismo de aceptación. En particular para unidades por debajo de los 5 MW (u otra potencia a definir por el OC) podrá requerirse información de menor grado de detalle.

Las ofertas sólo deberán tener curso de aceptación cuando el OC, la ETED o la empresa de distribución involucradas hayan aceptado los estudios de impacto en la dinámica y seguridad del sistema en base a los modelos presentados por el oferente.

Previo a la aceptación de los proyectos todas las normas de la empresa de transmisión y de las empresas de distribución relativas a este tipo de generación deben estar aprobadas por la CNE.

#### Control de Tensión y Despacho de Reactivo

En caso que las unidades generadoras sean de tipo distinto a la sincrónica, el Generador



será responsable de la instalación de equipamiento de compensación de manera de cumplimentar las obligaciones de entrega de reactivo previstas por la Normativa para la generación dotada de unidades sincrónicas.

Para el caso de maquinaria asincrónica, a los efectos de la aplicación de compensaciones y/o penalizaciones, se debe requerir a la generación eólica el suministro de reactivo como si fuera provisto por un generador térmico con máquina sincrónica de potencia activa nominal igual a la potencia activa nominal de la generación eólica generando.

Si por razones de diseño del sistema o de disponibilidad de los equipos de compensación no pudiera darse satisfacción al requerimiento de reactivo, según sea solicitado por el OC dentro de los límites fijados por la Curva de Capacidad PQ de la máquina equivalente, será de aplicación a la generación eólica lo establecido en los procedimientos de despacho para el resto de los generadores.

En caso que el equipamiento del Generador sea mixto, o sea conformado por equipamiento eólico y complementado con convencional, a efectos de las exigencias referidas al intercambio de reactivo, se considerará como prestación exigible la de una Curva de Capacidad PQ correspondiente a una máquina térmica de potencia activa nominal igual a la potencia activa nominal mixta que se encuentre generando. Si el agente no suministra la información requerida sobre la Curva de Capacidad PQ, el OC debe definir aplicar una Curva de Capacidad PQ típica, aún cuando el tipo de maquinaria eléctrica aplicada impida disponer de la misma.

El Reglamento (Dto. 202-08, art. 124) fija obligaciones y un régimen de remuneración en función del tipo de energía y tecnología que será acordado con la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), y el Centro de Control de Energía (CCE).

#### Datos Característicos, Operación y Restricciones

Atendiendo a la naturaleza aleatoria del recurso, a la incidencia de las eventuales turbulencias como también a la interferencia de las estructuras portantes con el sistema motriz, circunstancias éstas que provocan fluctuaciones en los intercambios, y que por otro lado la magnitud del fenómeno es función del número de unidades generando en un aprovechamiento eólico, pueden producirse situaciones donde la generación eólica provoque alteraciones fuera de tolerancia en los parámetros funcionales del sistema eléctrico al cual aportan su energía.

A este respecto el Generador deberá proceder a suministrar, como Declaración Jurada, aquellas características operativas de sus unidades eólicas que el OC le solicite, en particular las que hacen a los parámetros funcionales referidos, como ser aleatoriedad prevista del recurso y otras. En caso de tratarse de un Agente del MEM esta información será complementaria a la restante que le solicita el OC.

#### Conexiones a la red

El primer paso en el proceso de conexión es establecer si el generador se conectará al sistema de transmisión o a una red de distribución. Un criterio propuesto es que un Autoprodutor con capacidad por debajo de los 20 MW considere conectarse a una red de distribución.



En el caso de la red de Transmisión debe tratarse la metodología de aprobación y homologación de los modelados de los generadores eólicos a los códigos de red existentes.

En los procesos de planeamiento de la red de Transmisión debe considerarse:

- Estudio del impacto de los recursos intermitentes en los estudios de sistema
- Tratamiento prioritario de las áreas que puedan tener una alta participación de los nuevos recursos

Requerimientos de modelado de generadores eólicos

El planeamiento del sistema de transmisión requiere confiables modelos dinámicos para todos los generadores conectados o con solicitud de conexión, incluyendo los de generación intermitente como los eólicos. Estos modelos permiten predecir el impacto de estos generadores en la seguridad y estabilidad del sistema de potencia.

Es probable que no se dispongan en el sistema de la RD antecedentes y parámetros previos de este tipo de generación por lo que deberán requerirse a los generadores oferentes la provisión de la documentación de los modelos y parámetros.

Los modelos deben ser capaces de calcular en el punto de conexión las cantidades de:

- potencia activa entregada
- potencia reactiva entregada
- velocidad de turbinas
- rango de variaciones de tensión

Deberán tener en cuenta la acción de los mecanismos de control de la red. La información que provean debe calificar para los distintos niveles que exija la reglamentación de la empresa de transporte, como ser proyectos preliminares, proyectos en ejecución o planeamiento del sistema.

Debe asegurarse que los modelos puedan ejecutarse en las plataformas que utilice la ETED.

Los modelos dinámicos deben representar fenómenos relevantes como los relativos a la estabilidad de ángulo y módulo de tensión. Deben incluir, sin limitarse a, los siguientes puntos:

- Características mecánicas del generador
- Características mecánicas de la turbina y del generador combinadas
- Variación de la potencia con el ángulo de ataque y la velocidad de giro de palas
- Control del ángulo de ataque de palas
- Características de convertidores de frecuencia
- Características de la compensación reactiva
- Características de los relés de protección

Es fundamental que los modelos individuales de cada generador eólico de turbina (GET)



puedan agruparse para representar el comportamiento de un grupo al mismo tiempo, junto con la red eléctrica colectora de la potencia dentro del parque eólico.

Para ser aceptables los modelos deben cumplir con las normas de documentación, tiempos de presentación y validación dispuestos por la ETED.

Como mínimo deberá proveerse la siguiente información del parque eólico:

- Transformador de conexión del ETG a la red interna del parque (Capacidad, Rango de Tensiones, Impedancia)
- Red Interna del Parque ( estructura, conexiones y agrupaciones de ETG, características de conductores y líneas en cada sección de circuito)
- Transformación de Conexión del Parque a la Red de Transmisión o de Distribución (Capacidad, Rango de Tensiones, Impedancia)
- Compensación de potencia reactiva instalada (cantidad, potencia y módulo de equipos inductivos y capacitivos)
- Método de control de tensión y potencia reactiva aplicado a cada elemento de control con información con suficiente grado de detalle como ser diagrama de bloques de función transferencia, ganancias, bandas muertas, ciclo de histéresis, escalones y otros que puedan requerirse para una adecuada modelación del sistema.

#### Micro generación o Generación Distribuida

Este tipo de generación normalmente se conecta al sistema en la red de distribución en baja tensión.

Las tecnologías que comprende la micro generación son una variedad de posibilidades en distinto grado de desarrollo y disponibilidad comercial que incluyen:

- Pequeños generadores eólicos
- Micro-hidráulicas
- Generación fotovoltaica (PV) de pequeña escala
- Cogeneración de escala doméstica

Las empresas de distribución deberán elaborar y someter a la aprobación de la CNE las definiciones y normas de instalación, conexión y operación de micro generación y sus equipos asociados a los sistemas monofásicos y trifásicos de la Distribuidora.

Estas normas junto con las normas comerciales deben tender a que los consumidores domésticos puedan producir su propia electricidad al menos para cubrir parte de su demanda.

#### **2.2.4.3 Remuneración**

##### a) Normativa Vigente

Lo relativo a la Remuneración se describe en el Título IX del Reglamento “Transacciones Económicas del Mercado Mayorista” donde los generadores con medios no convencionales



que sean renovables no se mencionan en forma explícita, sin embargo se atiende a la valorización de sus transferencias de energía y de potencia de punta por tratarse de Agentes del MEM.

Asimismo quedan incluidos como Agentes del MEM en la administración de Contratos, Sistema de Medición Comercial para las inyecciones y retiros del MEM, la Facturación de las Transacciones Económicas, Peajes de Transmisión, Valorización de Energía Reactiva y Compensación por Regulación de Tensión y Regulación de Frecuencia.

En el tratamiento de los Precios al Usuario Final Regulado la Ley 125-01 (Cap. III) define que “las empresas distribuidoras y comercializadoras en igualdad de precios y condiciones, les darán preferencia en las compras y despacho de electricidad a las empresas que produzcan o generen energía eléctrica a partir de medios no convencionales que son renovables como: la hidroeléctrica, la eólica, solar, biomasa y marina y otras fuentes de energía renovable”. Establece asimismo la exención de todo pago de impuestos nacionales o municipales durante cinco (5) años, a partir de su fecha de instalación, previa certificación de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, para las empresas que desarrollen de forma exclusiva la generación de energía renovable, tales como: eólica, solar, biomasa, marina y otras fuentes alternativas, estarán exentas de todo pago de impuestos nacionales o municipales durante cinco (5) años, a partir de su fecha de instalación, previa certificación de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio. (Art. 112)

En el Reglamento se ratifica el artículo 112 de la Ley en cuanto a que “las empresas que produzcan energía eléctrica a partir de medios no convencionales que son renovables como: la hidroeléctrica, la eólica, solar, biomasa, marina y otras fuentes de energía renovable tendrán derecho de preferencia, en igualdad de precios y condiciones, en la venta y despacho de electricidad. A tales fines, el OC y el CCE estarán obligados a hacer efectivo dicho derecho de preferencia al momento de despachar y ejecutar la operación del SENI” (Art. 199 del Reglamento).

En el Capítulo IV de la Ley 57-07 se define el “Régimen Especial De Producción Eléctrica” establecido para toda la producción encuadrada en los límites físicos de producción indicados en su Art. 5 (ver párrafos anteriores) y establece sus derechos y obligaciones.

Para calificar en el Régimen las explotaciones deberán solicitar su inscripción en el Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Especial.

La producción bajo este Régimen queda sujeta a un Régimen Retributivo que no obliga a formular ofertas al MEM pero que otorga el derecho de vender la producción de la energía eléctrica a los distribuidores “al costo marginal del mercado de producción de energía eléctrica, complementado o promediado su caso por una prima o incentivo de compensación por las externalidades positivas y que el mercado no cubre o de garantía financiera a largo plazo, según la coyuntura del mercado de los fósiles y su determinación en los costos medio y marginales del mercado local”.

Se define la fórmula de remuneración la que permite determinar a criterio de la CNE precios mínimos y máximos de referencia a retribuir a las energías renovables para que se



mantengan los incentivos adecuados a las inversiones.

En el Reglamento de la Ley 57-07, Dto. 202-08, se trata (Capítulo VIII Régimen Económico) de los precios de venta de la energía desde el año 2008 hasta el 2028.

b) Normativa Complementaria Propuesta

Resarcimientos por limitaciones ajenas al generador

Asimismo es conveniente que estén establecidas las reglas de operación para las restricciones de estos generadores y se contemple si existirán compensaciones económicas en estos casos. Estas mismas normas comerciales deben orientarse a optimizar la participación de la generación eólica en relación al recurso.

#### **2.2.4.4 Responsabilidades**

a) Normativa Vigente

En el marco de la Normativa Vigente los generadores con medios no convencionales que sean renovables son considerados como Agentes del MEM en iguales condiciones que las empresas de generación, transmisión y distribución y los usuarios no regulados en tanto vendan sus excedentes en el sistema interconectado.

La Ley 57-07 establece el criterio de cuotas del mercado energético obligatorias a ser cubiertas con recursos renovables a efectos de que se procure que el 25% de las necesidades del servicio para el año 2025, sean suplidas a partir de fuentes de energías renovables. “Para el año 2015, por lo menos un 10% de la energía comprada por las empresas distribuidoras y comercializadoras provendrán de fuentes de energías renovables”. (Arts. 20 y 21).

b) Normativa Complementaria Propuesta

Se considera que la normativa actual es suficiente en este caso por tanto no se agregan propuestas en este punto.

#### **2.2.4.5 Consideraciones complementarias**

En la República Dominicana la principal fuente primaria importada es el petróleo y la principal fuente primaria producida internamente es la leña. La totalidad del petróleo se transforma en derivados en las refinerías: gas licuado, gasolinas, kerosene+jet fuel, diesel oil y fuel oil. Estos derivados son consumidos en los sectores de consumo: industrias, residencial, comercial y transporte, salvo los flujos de diesel oil y fuel oil que se destinan a transformarse en electricidad en las centrales eléctricas térmicas de servicio público o en los autoprodutores.

Otra fuente primaria es la hidroenergía, cuyo destino exclusivo es ser transformada en electricidad en las centrales eléctricas hidráulicas de servicio público y en los autoprodutores, electricidad que juntamente con la producida por medios térmicos se dirige al consumo de la industria, residencial y comercial.

Se agregan como fuentes primarias de importancia la leña y el bagazo. La leña se utiliza



directamente en el sector residencial rural y pequeño urbano para cocción o se transforma en carbón vegetal en las carboneras, siendo este último el que se usa para cocción. El bagazo de caña es producido como residuo por los ingenios azucareros y empleado por ellos mismos para la producción de vapor de planta. Parte de ese vapor puede a su vez emplearse para la autoproducción de electricidad, que es consumida en los propios ingenios.

La tendencia al uso creciente de las energías renovables no convencionales es mundial. Al respecto existen numerosos documentos de referencia sobre compromisos con metas a alcanzar, algunos de los más relevantes pueden encontrarse en la Unión Europea (UE) y sus países miembros, como ser entre otros los documentos:

- “2006 EU Green Paper” Este documento propone tres objetivos a lograr: energía sustentable, competitiva y con seguridad de abastecimiento
- “Energy for the future: renewable sources of energy - White Paper for a Community Strategy and Action Plan”, publicado en 2007 establece el objetivo de alcanzar el 12% de participación de renovables en el consumo total de la UE para el 2010.

En la RD la reciente Ley de Incentivos a las Energías Renovables 57-2007 ha generado según información de la CNE una importante oferta de proyectos cercana a los US\$ 2,000 millones.

La nueva orientación a los renovables se manifiesta en el Plan Indicativo de Generación 2006-2020 emitido por la CNE que prevé la instalación de un parque eólico de de 50 MW en la comunidad de Matafongo, Bani, provincia Peravia y asume modelarlo con la energía estimada anual de producción, 128.2 GWh a partir de su ingreso. Adicionalmente se prevé modelar otro parque eólico de similares prestaciones (aporte de 138 GWh) en la región norte con las mismas dimensiones y consideraciones del parque eólico anterior.

En el mismo plan se indica la existencia de un conjunto de pequeñas centrales hidráulicas (Baiguaque, El Salto, Aniana Vargas, Domingo Rodríguez, Nizao-Najayo y los Anones) con escasa información histórica y que no son modeladas de forma convencional. Su capacidad total es de 6.5 MW y su aporte se estima en 36,50 GWh anuales.

Según información publicada, la CNE y el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) de Navarra, España, han firmado contratos por 2,7 millones de dólares para el asesoramiento sobre desarrollo de las energías renovables en la RD, para capacitación y para atraer inversiones nacionales. El proyecto incluye la colaboración de CENER en la redacción de los Reglamentos relacionados con energía Eólica, Fotovoltaica y Biomasa. Se enfoca a asegurar la viabilidad económica de los proyectos en marcos de tarifas estables y con garantías soberanas, basados en los mismos criterios y tasas de retorno que han permitido el desarrollo de las energías renovables en España y Alemania.



## 2.3 CONGESTIÓN

### 2.3.1 Introducción

Se dice que en un sistema eléctrico hay congestión de corto plazo cuando ante la indisponibilidad transitoria de instalaciones del sistema de transmisión o la salida de servicio de unidades generadoras el problema puede resolverse mediante el redespacho<sup>3</sup> de unidades generadoras, en la medida que exista reserva suficiente.

Se dice que la congestión es de largo plazo cuando la insuficiencia de capacidad de transmisión es estructural, manifestándose normalmente en horas de punta o en meses de alta hidraulicidad o en la estación ciclónica, y el problema se resuelve programando el despacho forzado de unidades no económicas.

Este segundo tipo de congestión se suele considerar en el procedimiento de despacho mediante el denominado “despacho real” o “despacho con restricciones” que identifica la generación restringida y la despachada fuera de mérito y reconoce los costos asociados.

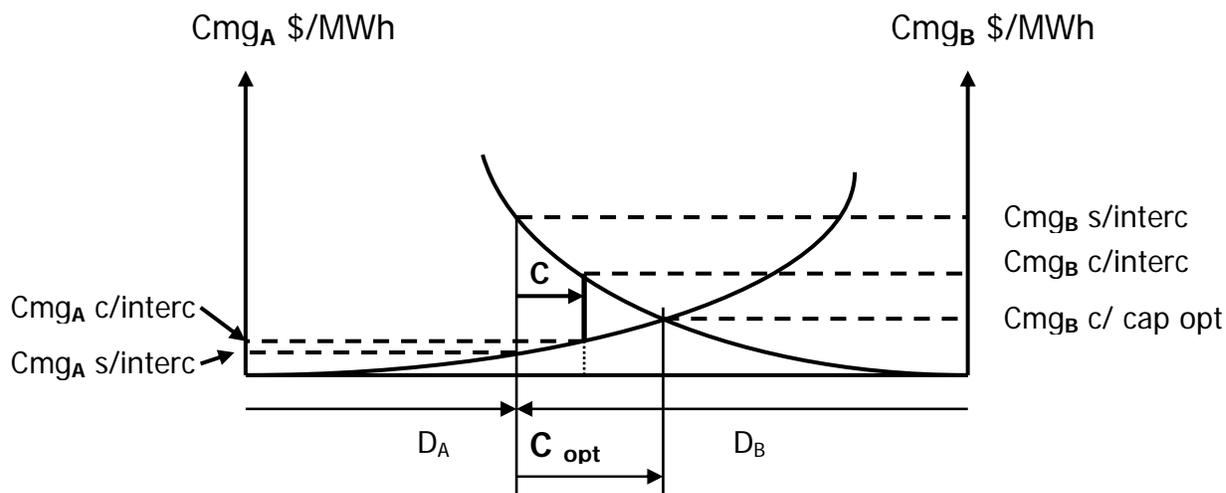
Aunque existen varios enfoques para la asignación de dichos costos, como por ejemplo su socialización a cargo de la demanda, los efectos de la congestión pueden valorizarse utilizando:

- precios locales o
- sobrecostos por transporte

En la figura siguiente se muestra la situación de un sistema que por congestión se segmenta en dos mercados A y B, con demandas DA y DB respectivamente.

---

<sup>3</sup> Adecuación del despacho programado considerando las restricciones que se producen en la red ante la salida de servicio de una instalación.

**Figura 2.1 – Sobrecostos por transporte**


Si los mercados se encuentran aislados (cada mercado abastece su demanda) sus costos marginales serán “ $C_{mg_A}$  s/interc” y “ $C_{mg_B}$  s/interc”.

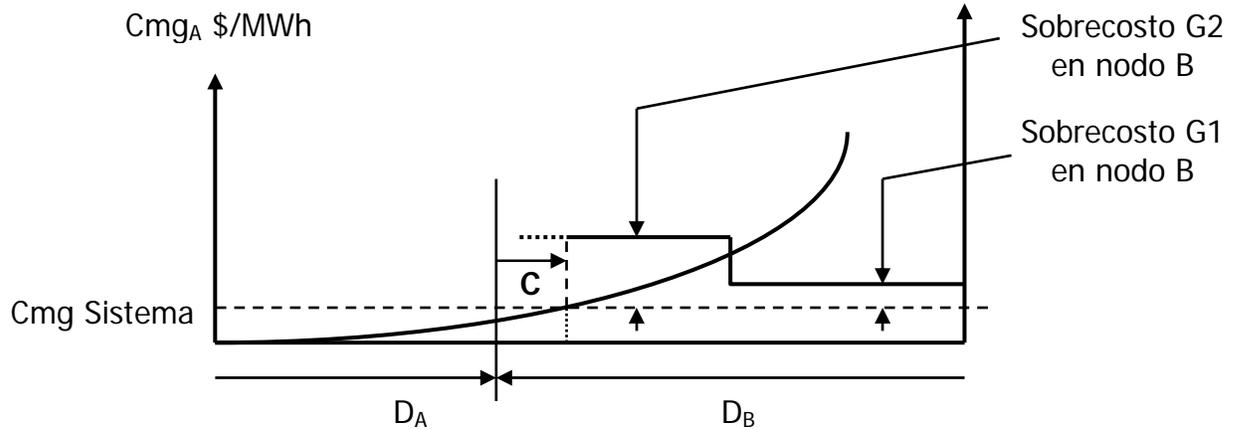
Si en cambio se encuentran interconectados mediante un enlace de capacidad de transmisión  $C$  - insuficiente para el despacho óptimo - los costos marginales de ambos mercados resultarán ahora “ $C_{mg_A}$  c/interc” y “ $C_{mg_B}$  c/interc”. El costo marginal del mercado exportador A aumenta y el del mercado importador B disminuye.

Cuando la interconexión tiene la capacidad óptima  $C_{opt}$  los costos marginales de ambos mercados se igualan (despreciando pérdidas).

La diferencia entre ambas curvas, variable según el nivel de intercambio, máxima para la primera condición, menor para la interconexión con capacidad  $C$  y nula para la interconexión con capacidad óptima, representa la llamada renta de congestión, medida aquí en  $\$/hora$ .

El tratamiento mediante sobrecostos de transporte es más sencillo y se muestra en la figura siguiente:

**Figura 2.2 – Sobrecostos por transporte. Sistemas enlazados**



Existe un único costo marginal correspondiente a la demanda A – normalmente preponderante asignada a un nodo A – más la exportación hacia el nodo B, lograda mediante la capacidad C, resultando el valor identificado como “Cmg Sistema”.

El nodo B tiene requerimientos de importación que superan la capacidad de transmisión C que lo vincula con el mercado por lo que debe despachar dos unidades fuera de mérito, los generadores G1 y G2. Las energías entregadas por cada generador tienen costos operativos diferentes, naturalmente superiores al Cmg Sistema.

Según la mayoría de las regulaciones vigentes, la demanda en el nodo B pagará la energía demandada a un costo igual a

$$(\text{demanda } D_B * \text{Cmg Sistema}) + (\text{sobrecosto de G1} * \text{MWh/hora despachados}) + (\text{sobrecosto de G2} * \text{MWh/hora despachados}) / (\text{demanda del nodo } D_B)$$

resultando de ese prorateo el precio a pagar por los consumidores que se encuentran vinculados al mismo. El sobrecosto medio respecto al Cmg Sistema se suele denominar “sobrecosto por transporte” y representa el costo de la congestión en el enlace entre el nodo B y el mercado.

Según el primer mecanismo, que es el previsto en el RLGE, el precio de los nodos de sistema separados por líneas congestionadas no se vinculan ya mediante las pérdidas marginales sino que se corresponden con los de los distintos mercados en que el sistema se divide como resultado de esa congestión (market splitting).

Desde el punto de vista operativo, la Empresa de Transmisión no tiene más ingresos que los correspondientes al Peaje de Transmisión, resultante de la fijación tarifaria. Por eso hay motivos para adoptar precauciones especiales en relación al manejo operativo de la congestión en la red de transmisión, entendiendo que la Empresa de Transmisión determinará los límites de capacidad de transmisión en forma adecuada y que los mismos serán transparentes.



### 2.3.2 Refuerzos en la Red para Eliminar o Mitigar la Congestión

La clasificación anterior de los tipos de congestión se corresponde con la necesidad de instalar refuerzos de capacidad de transmisión destinados a eliminar o mitigar la congestión.

- Cuando ante una falla o indisponibilidad en la red de transmisión hay congestión se estima necesario instalar un refuerzo de la capacidad de transmisión sólo cuando el producto de la probabilidad de ocurrencia de una falla en un equipo, su tiempo medio de recuperación y el sobre costo asociado a la congestión (o eventualmente el costo de falla) resulte mayor a la anualidad del refuerzo más sus costos de operación y mantenimiento.

$$P_F * T_{MR} * SC_{Cong} \geq A_R + C_{O\&M}$$

Donde:

$P_F$ : Probabilidad de salida intempestiva de servicio del equipo en cuestión (en veces/año).

$T_{MR}$ : Tiempo medio de recuperación del servicio post-falla (hs/vez).

$SC_{Cong}$ : Sobrecostos medios introducidos por el despacho de unidades generadoras no económicas como consecuencia de la falla (US\$/h).

$C_{O\&M}$ : Costos Anuales de Operación y Mantenimiento del Refuerzo (US\$/año).

$A_R$ : Anualidad del Costo de Capital del Refuerzo (US\$/año).

Ante restricciones estructurales, es decir las que se activan siempre en horas de punta o ciertos períodos estacionales, los costos no económicos asociados un despacho real que tome en cuenta la congestión serán de por si señales económicas hacia el refuerzo de la capacidad de transmisión. El único elemento a evaluar en este caso es la oportunidad en la que debe contarse con la instalación, atendiendo a que ésta puede no resultar económica si las horas/año de congestión multiplicadas por los sobrecostos anuales incurridos no son significativos frente a la anualidad del refuerzo más sus costos de operación y mantenimiento.

### 2.3.3 Análisis Regulatorio

En el Artículo 254 del RGLE se trata el problema sin hacer distinción entre los distintos orígenes de la congestión:

*Si como consecuencia de una falla en el SENI, por una restricción de transmisión máxima o de la operación económica, éste se desacopla económicamente en dos (2) o más subsistemas, los costos marginales de energía activa en cada subsistema, serán aquellos en que incurra cada subsistema eléctrico durante un período, para suministrar una unidad adicional de energía activa en las Barras correspondientes, considerando la operación óptima determinada por el OC para cada subsistema. Dos (2) partes de un sistema eléctrico se consideran desacopladas económicamente*



*cuando debido a una desconexión física entre ellos o bien debido a una restricción de transmisión, es imposible abastecer incrementos de demanda en una parte del sistema con generaciones económicas disponibles en la otra parte del sistema.*

Sin embargo, esto no debe considerarse como una exigencia de construir refuerzos que eliminen toda congestión pues en el Artículo 14, inciso c) de la LGE se establece como obligación de la CNE “... velar para que se apliquen programas óptimos de instalaciones eléctricas, que minimicen los costos de inversión, operación, mantenimiento y desabastecimiento”, lo cual permite distinguir entre congestiones de corto plazo y de largo plazo, estableciendo que sólo se deben construir, además de las obligatorias que evitan el riesgo de colapso, las obras de transmisión que minimicen los costos totales del sistema, es decir los refuerzos cuyos beneficios sean mayores que sus costos.

Por otra parte, en relación con el Plan de Expansión de la red de transmisión debe tenerse presente lo indicado en el Artículo 85 de la LGE que indica:

*La compensación por el uso de las instalaciones del sistema de transmisión se denominará peaje de transmisión. La suma total recaudada por concepto de peaje de transmisión deberá cubrir el costo total de largo plazo del sistema de transmisión, el cual estará constituido por la anualidad de la inversión más los costos de operación y mantenimiento de instalaciones eficientemente dimensionadas. La Superintendencia definirá las instalaciones que forman parte de dicho sistema, calculará y fijará el costo total de largo plazo para efecto del cálculo de peaje de transmisión. El Reglamento de la presente Ley detallará la forma de determinar el peaje de transmisión y las componentes tarifarias para su cobro.*

Del texto anterior se desprende la evidente responsabilidad de la Empresa de Transmisión de expandir el sistema de transmisión en condiciones de mínimo costo total, inclusive calidad, estando remunerada dicha expansión mediante el peaje de transmisión.

Resulta también relevante lo indicado por el Capítulo VII – Peajes de Transmisión - del RLGE, en sus Artículos 357 a 360:

*Art. 357.- La SIE, de conformidad con el artículo 85 de la Ley, definirá mediante resolución las instalaciones que forman parte del Sistema de Transmisión y además calculará y fijará el costo total de largo plazo para efecto del cálculo de Peaje de Transmisión.*

*Art. 358.- Para determinar los valores nuevos de reemplazo a los que se refiere el artículo 87 de la Ley la SIE tomará en cuenta los costos de mercado, para lo cual consultará, sobre los costos de suministro y construcción de líneas y subestaciones de transmisión, en procesos competitivos a nivel nacional e internacional.*

*Art. 359.- Las instalaciones del Sistema de Transmisión, sus valores nuevos de reemplazo, la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento de cada una de las instalaciones existentes y aquellas por construir dentro de períodos de cuatro (4) años, serán definidos mediante resolución de la SIE. El costo total anual de cada instalación del Sistema de Transmisión, correspondiente a la anualidad de la inversión y los costos anuales de operación y mantenimiento, será*



*utilizado como base para la determinación del Peaje de Transmisión.*

*Art. 360.- La anualidad de la inversión de cada instalación del Sistema de Transmisión, se determinará multiplicando el monto de la inversión optimizada por el factor de recuperación del capital, considerando una vida útil promedio de las instalaciones de treinta (30) años y la tasa de costo de oportunidad del capital definida en la Ley. El monto de la inversión se calculará a partir del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de costo total mínimo.*

Finalmente puede referirse también que el RLGE en su Artículo 105 indica:

*Las Empresas Eléctricas se encuentran obligadas a suministrar a la SIE a más tardar el día treinta (30) de octubre de cada año, los planes de inversión previstos para el año siguiente, así como su cronograma de ejecución.*

La Empresa de Transmisión es, entonces, la responsable de elaborar un Plan de Expansión que cubra un período cuatro años, cuyos costos de inversión están contemplados en la remuneración anual determinada para dicho período.

Por otra parte, respecto a la elaboración del Plan de Expansión de la red de transmisión y a establecer las responsabilidades de la Empresa de Transmisión en relación a dicho Plan, debe tenerse presente lo indicado en los Artículos 28 y 29 del RLGE:

*Art. 28.- La CNE deberá realizar los planes indicativos de desarrollo de la generación, transmisión y distribución, como parte del Plan Energético Nacional. Todos los Agentes del MEM, incluyendo los Autoproductores, Cogeneradores, los Sistemas Aislados y los Usuarios No Regulados, estarán obligados a entregar a requerimiento de la CNE sus respectivos planes de expansión y su estado de ejecución en informes semestrales. La CNE coordinará la elaboración de dichos planes de expansión a fin de facilitar el flujo de información entre los diferentes Agentes del MEM.*

*Art. 29.- La CNE dará seguimiento estricto a la realización de los programas de desarrollo y obras contenidas en los planes de expansión de los Agentes del MEM, para asegurar el abastecimiento de la energía eléctrica en el país.*

De este último texto se desprende que la Empresa de Transmisión debe recibir información de los agentes previamente a la elaboración de su Plan de Expansión y debe elaborar dicho Plan con ajuste a la información recibida, previéndose en el mismo la ejecución de un determinado programa de obras de cuatro años de vigencia, que le serán remuneradas mediante el peaje de transmisión.

#### **2.3.4 Conclusiones**

Dado que la Empresa de Transmisión no es responsable de los datos sobre evolución prevista de oferta y demanda que recibe, ni sobre su efectiva concreción, especialmente en el caso de nueva oferta resultante de decisiones de los inversores privados, cabe concluir que la responsabilidad de la Empresa de Transmisión respecto a la producción de congestión en su sistema se debe limitar a los siguientes aspectos:



- a) Adecuar sus proyectos de expansión a las exigencias técnicas generales de desempeño mínimo de la red y particulares de la evolución de la demanda de Distribuidores y Usuarios No Regulados y/o oferta a vincular, de manera que concretados los mismos la congestión no se produzca (o se mantenga dentro de los valores previstos).
- b) Adecuar el cronograma previsto de obras de transmisión a los cronogramas previstos de evolución de la demanda y adiciones de nueva oferta.

Atendiendo a las obligaciones de seguimiento contempladas para la CNE en el Artículo 29 del RLGE antes referido, se estima conveniente que, adicionalmente a lo indicado más arriba, la Empresa de Transmisión sea responsabilizada por las siguientes actividades complementarias:

- c) Revisar semestralmente su Plan de Expansión de cuatro años, atendiendo a la información que la remita la CNE, buscando identificar cambios en las circunstancias previstas en el mismo que pudieran requerir adecuaciones o modificaciones de su Plan de Expansión, inclusive de su cronograma de obras.
- d) Reemplazar obras originalmente previstas en su Plan de Expansión cuya realización no resulte ya conveniente u oportuna por otras más adecuadas a la evolución de las circunstancias, en cuanto los costos previstos para las obras no resulten superiores a los originalmente previstos para las obras a sustituir, considerando los aspectos financieros.
- e) Informar a la CNE sobre la necesidad de realizar obras de transmisión no previstas en su Plan de Expansión de cuatro años.

Y, además:

- f) Incluir en su Plan de Expansión la planificación y construcción de instalaciones de suministro de reactivo “estático” (entendiendo por tal a aquel no suministrado por unidades generadoras) que resultaren necesarias para la operación de la red, mientras que las requeridas para la compensación del reactivo absorbido o entregado por las demandas debería ser responsabilidad de éstas.

Por las obras que se encuentren en la condición d) anterior, la Empresa de Transmisión seguirá cobrando el Peaje de Transmisión oportunamente autorizado pero los ingresos percibidos en exceso serán tomados en consideración al fijar el Peaje del siguiente período tarifario de cuatro años, inclusive su impacto financiero.

Sobre la base del análisis precedente se propone el siguiente Reglamento de Congestionamientos en la Red de Transporte.

### **2.3.5 Proyecto de Reglamento de Congestionamientos**

#### **Artículo 1º.- Objetivo**

El objetivo del presente Reglamento es establecer las señales económicas a enviar a la



Empresa de Transmisión para inducirla al manejo eficiente de la congestión de largo plazo (estructural) en la red de transporte del SENI.

El manejo eficiente de la congestión de corto plazo asociada a la salida de servicio programada o intempestiva de unidades generadoras o de elementos de la red de transporte del SENI será implementado por el Organismo Coordinador (OC) siguiendo el procedimiento de redespacho, con las salvedades que se incluyen en el presente Reglamento.

#### Artículo 2°.- Glosario

**Congestión:** estado de carga de una línea de transmisión en el que se supera alguno de sus límites técnicos (de estabilidad, térmico, de caída de tensión, de soporte de tensión, etc.) o no se pueden aplicar criterios de confiabilidad y suficiencia; estado de carga al 100% de su capacidad nominal de equipos de maniobra, compensación, medición, comunicaciones, etc. conectados en serie con la línea de transmisión.

**Restricciones Estructurales:** congestiones que se presentan con el despacho de la generación y la red de transmisión en condiciones N, es decir con todos los elementos de la red en servicio. A los fines del presente Reglamento se considerarán como estructurales las restricciones originadas en el riesgo de colapso, tal como se definen en el Artículo 156 del RLGE, o las que resulte necesario implementar en previsión del riesgo ciclónico referido en el Artículo 107 de dicho RLGE.

**Restricciones no Estructurales:** congestiones que se presentan con despacho de la generación y la red de transmisión en condiciones N-1, es decir con un elemento de la red fuera de servicio o una unidad generadora fuera de servicio.

#### Artículo 3°.- Estudios del Plan de Expansión

La Empresa de Transmisión deberá realizar los estudios necesarios para la elaboración del Plan de Expansión, según las obligaciones que se establecen en el Artículo 85 de la LGE y los Artículos 28, 29 y 105 del RLGE, atendiendo a los criterios de planificación que se establezcan a tal efecto, tales como:

- Fijación de horizontes temporales de planificación.
- Criterios operativos y de desempeño mínimos: tensión, frecuencia, factor de sobrecarga, índice de fallas, límites en transferencia de potencia, límites de producción y demanda de potencia reactiva, disponibilidad de márgenes de potencia activa, entre otros.
- Modelación del mercado eléctrico.
- Confiabilidad y suficiencia.
- Estabilidad del sistema frente a fallas.
- Selección del Plan Óptimo de Expansión.

La Empresa deberá emplear modelos (software) tales como:

- Modelo de Planificación Energética, destinado a establecer las condiciones de abastecimiento con los distintos escenarios (hidrología, incertidumbres, etc.).



- Modelos del Sistema Eléctrico, destinados a verificar su comportamiento.
- Modelo de Planificación de la Expansión, que gestiona el conjunto de objetivos a optimizar, entre ellos la congestión.

De estos estudios resultará un Plan de Expansión de cuatro años de vigencia, cuyos costos de capital y explotación serán incorporados al Peaje de Transmisión desde el inicio de dicho plazo y hasta el fin de la vida útil de las ampliaciones.

#### Artículo 4º.- Tipos de congestión a estudiar

Se considerarán los procesos de congestión asociados a Restricciones Estructurales pasibles de activarse en la red de transporte durante la operación en cualquiera de las condiciones operativas previstas.

Las nuevas obras se seleccionarán según lo previsto en el Artículo 14, inciso c) de la LGE, es decir que constituirán un "... programa óptimo de instalaciones eléctricas, que minimicen los costos de inversión, operación, mantenimiento y desabastecimiento".

Las Restricciones no Estructurales sólo serán estudiadas en la medida que el producto de la probabilidad de ocurrencia de la o las fallas que les da origen, su tiempo medio de recuperación y el sobrecosto asociado a la congestión, o el costo de falla en caso de demandas sin otra alimentación total o parcial, alcance un monto que pueda estimarse a priori como similar a la anualidad del costo de capital más los costos de operación y mantenimiento de la instalación que resuelve dicha congestión.

#### Artículo 5º.- Responsabilidades en relación con la entrega de información

Para permitir la elaboración del Plan de Expansión el Organismo Coordinador (OC) deberá poner a disposición de la Empresa de Transmisión toda la información relevante disponible en sus bases de datos para que esta efectúe dicha simulación. A esos efectos deberá realizar los estudios de simulación de la operación con el mismo software de programación energética que emplea el OC para sus análisis de largo plazo.

La información para la ejecución de los estudios eléctricos provendrá de la base de datos de la Empresa de Transmisión o de los agentes del mercado en los casos donde se la requiera.

La Empresa de Transmisión deberá requerir al OC y notificar a los agentes del mercado sus necesidades de información con una anticipación no menor a los cuarenta y cinco (45) días corridos.

La Empresa de Transmisión podrá solicitar oportunamente información a la CNE o al SIE en relación con la instalación de nuevos proyectos de generación en la medida que lo considere conveniente.

#### Artículo 6º.- Responsabilidades de la Empresa de Transmisión respecto a la mitigación o supresión de la congestión en la red de transmisión

Dado que la Empresa de Transmisión no es responsable de la calidad de los datos que recibe sobre evolución prevista de oferta y demanda, ni del seguimiento de su efectiva concreción, especialmente en el caso de nueva oferta resultante de decisiones de inversores privados, su responsabilidad respecto a la producción de congestión en su sistema de



transmisión se limitará a los siguientes aspectos:

- a) Elaboración de los proyectos de expansión respetando las exigencias técnicas generales de desempeño mínimo de la red y particulares de la evolución prevista de la demanda de Distribuidores y Usuarios No Regulados y/o oferta a vincular de manera que, una vez concretados según lo previsto, la congestión no se produzca (o se mantenga dentro de los valores previstos, en caso de existir estos y haber sido conformados por la CNE en forma explícita).
- b) Elaboración del cronograma previsto de obras de transmisión en concordancia con los cronogramas previstos de incremento o incorporación de demandas e inyecciones de nueva oferta.

La Empresa de Transmisión deberá hacerse cargo de los sobrecostos asociados a toda congestión en la red de transmisión que puedan producirse cuando ésta está operando en las condiciones previstas en el Plan, es decir sin que la congestión pueda atribuirse a un crecimiento de la demanda superior o de la oferta inferior a lo informado.

#### Artículo 7º.- Gestión de los montos retenidos del Peaje de Transmisión

El OC deberá elaborar un informe mensual específico sobre los montos a descontar en el período que remitirá a la SIE para su consideración. La SIE aprobará dicho informe dentro de los veinticinco (25) días corridos de recibido.

Luego de serle notificada la aprobación por SIE de dicho informe, el OC procederá a descontar los sobrecostos por congestión registrados en el mes correspondiente del informe del Peaje de Transmisión correspondiente al mes en curso.

La Empresa de Transmisión podrá recurrir ante la SIE el informe elaborado por el OC, lo cual no detendrá la ejecución del descuento antes referido, el que en caso de no corresponder será reintegrado con los intereses ganados.

Los montos descontados serán acumulados en una cuenta especial que deberá ser administrada por el OC y que deberá ser colocada en bancos locales de primera línea a tasas de mercado.

La cuenta acumulará los ingresos por semestre, vencido el cual se destinará a construir nuevas obras de transmisión a propuesta de la Empresa de Transmisión, que deberá presentar proyectos específicos a la aprobación de la SIE. Una vez aprobados los proyectos, la Empresa de Transmisión concursará la construcción de los mismos mediante licitación pública.

Seleccionado el contratista, la CNE instruirá al OC a efectuar los pagos a éste, debiendo la Empresa de Transmisión aprobar y responsabilizarse por los correspondientes certificados de avance de obra.

Una vez concluidas, las nuevas obras pasarán a integrar el patrimonio de la Empresa de Transmisión.

#### Artículo 8º.- Responsabilidades complementarias de la Empresa de Transmisión

Atendiendo a las obligaciones de seguimiento contempladas para la CNE en el Artículo 29



del RLGE, adicionalmente a lo indicado más arriba, la Empresa de Transmisión será responsable por las siguientes actividades complementarias:

a) Revisar semestralmente su Plan de Expansión de cuatro años, atendiendo a la información que la remita la CNE y/o la SIE, buscando identificar la necesidad de hacer cambios en las circunstancias previstas en el mismo que pudieran requerir adecuaciones o modificaciones de éste, inclusive de su cronograma de obras. En el marco de esta responsabilidad la Empresa deberá:

- Reemplazar obras originalmente previstas en su Plan de Expansión cuya realización no resulte ya conveniente u oportuna por otras más adecuadas a la evolución de las circunstancias, en cuanto los costos previstos para las obras no resulten superiores a los originalmente previstos para las obras a sustituir, considerando los aspectos financieros.
- Informar a la CNE y a la SIE sobre la necesidad de realizar obras de transmisión no previstas en su Plan de Expansión de cuatro años en substitución de otras, cuando los costos de las mismas superen los valores originalmente previstos para las obras a sustituir, a efectos que la Comisión determine las medidas a tomar.

b) Incluir en su Plan de Expansión la planificación y construcción de instalaciones de suministro de reactivo “estático” (entendiendo por tal aquel no suministrado por unidades generadoras) que resultaren necesarias para la operación de la red, sin incluir aquellas instalaciones requeridas para la compensación del reactivo absorbido o entregado por las demandas.

El incumplimiento de estas obligaciones de la Empresa de Transmisión podrá dar lugar a la aplicación de sanciones por parte de la SIE.

#### Artículo 9º.- Excedentes de Remuneración resultantes del Plan de Expansión

En el caso de determinarse la conveniencia de no construir obras previstas en el Plan de Expansión, la Empresa de Transmisión seguirá cobrando el Peaje de Transmisión oportunamente autorizado pero los ingresos excedentarios percibidos serán tomados en consideración al fijar el Peaje del siguiente período tarifario de cuatro años, inclusive con su impacto financiero.

## 2.4 CALIDAD

### 2.4.1 Análisis Regulatorio

La LGE y el RLGE contienen algunas precisiones relacionadas con las fallas de la red de transmisión y su tratamiento pero nada sobre las penalidades asociadas.

La LGE (Ley N° 125/2001) en referencia a la calidad de la transmisión eléctrica, expresa lo siguiente:

- **COSTO DE DESABASTECIMIENTO O ENERGIA NO SERVIDA:** Es el costo en que incurren los usuarios, al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas; o bien la pérdida económica derivada de la falta de producción y venta de bienes y servicios y la pérdida de bienestar por disminución de la calidad de vida



en el caso del sector residencial. Este costo será establecido mediante resolución de LA SUPERINTENDENCIA. (Definiciones).

- Corresponderá a la SIE:

.....

c) Fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como de las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad. En particular, verificar el cumplimiento de la calidad y continuidad del suministro, la preservación del medio ambiente, la seguridad de las instalaciones y otras condiciones de eficiencia de los servicios que se presten a los usuarios, de acuerdo a las regulaciones establecidas;

.....

e) Aplicar multas y penalizaciones en casos de incumplimiento de la Ley, de sus reglamentos, normas y de sus instrucciones, en conformidad a lo establecido en el Reglamento; (Art. 24).

.....

- Es deber de toda empresa eléctrica y de los propietarios de instalaciones de generación, transmisión y distribución cumplir con las condiciones de calidad, seguridad y continuidad de servicio, y preservación del medio ambiente. Su incumplimiento estará sujeto a sanciones y en casos graves y reiterados, a la intervención de la empresa por la SIE, previa autorización de la COMISION y judicial, con cargo al propietario, hasta que sea solucionada la causa de incumplimiento (Art. 91);
- Los generadores, distribuidores, comercializadores, autoproductores y cogeneradores serán responsables de las infracciones cometidas por sus dependientes en el ejercicio de sus funciones; será considerada como una infracción cualquier incumplimiento, por acción u omisión de las obligaciones establecidas en la presente Ley y sus normas complementarias, así como las conductas sancionables consignadas en las mismas. Cada infracción será manejada de manera independiente aún cuando tenga un origen común. La facultada de imponer una sanción caduca a los tres (3) años, contados a partir del hecho y la acción para hacer cumplir la sanción que prescribe a los cinco (5) años a partir de la sentencia o resolución (Art. 126).

PÁRRAFO I: Constituye un delito la infracción a la presente Ley y serán objeto de sanción:

.....

b) Las empresas eléctricas que no cumplan con la calidad y continuidad del servicio eléctrico, la preservación del medio ambiente, la seguridad de las instalaciones de los servicios que se presten a los usuarios de acuerdo a los Reglamentos;

.....



Por su parte, el RLGE trata el tema en los siguientes puntos:

- SALIDA FORZADA: Es la desconexión intempestiva de un equipo por falla, defecto, o como consecuencia de la falla de cualquier otro elemento del sistema (Definiciones)
- Corresponderá al Consejo de la SIE, además de las funciones establecidas en el artículo 33 de la Ley, las siguientes:

.....

e) Aprobar la imposición de multas y sanciones (Art. 32);

.....

- Es deber de toda empresa eléctrica y de los propietarios de instalaciones de generación, transmisión y distribución cumplir con las condiciones de calidad, seguridad y continuidad de servicio, y preservación del medio ambiente. Su incumplimiento estará sujeto a sanciones y en casos graves y reiterados, a la intervención de la empresa por la SIE, previa autorización de la COMISION y judicial, con cargo al propietario, hasta que sea solucionada la causa de incumplimiento (Art. 91);
- El OC deberá presentar a la SIE, dentro de los primeros veintitrés (23) días del mes siguiente al cual corresponde, un informe resumido que contendrá las siguientes materias:

.....

b) Informe mensual de operación real, incluyendo:

2) Hechos relevantes ocurridos en la operación del sistema, tales como vertimientos en centrales hidroeléctricas y fallas de unidades generadoras o de líneas de transmisión. (Art. 186);

.....

- El CCE impartirá las instrucciones necesarias a los Agentes del MEM para dar cumplimiento a los programas y políticas de operación; tales instrucciones son de cumplimiento obligatorio, salvo causas de Fuerza Mayor comprobables, que incidan en la seguridad de las personas y de las instalaciones.

Las actividades a ser ejecutadas por el CCE son las siguientes:

.....

e) Entregar cada día al OC, a los Agentes del MEM y a la SIE, antes de las 10:00 horas, un informe para las veinticuatro (24) horas del día anterior con el despacho ejecutado y con los hechos relevantes que hayan sucedido, tales como: energía no servida, con detalle horario; indisponibilidades de equipos, indicando aquellas que causaron cortes en el suministro; variaciones relevantes de la frecuencia y/o de la tensión; sobrecargas de equipos y medidas adoptadas; órdenes impartidas que no fueron ejecutadas en tiempo y forma por parte de cualquier Agente del MEM; horas de ordenes de arranque y parada, y horas de ingreso y salida de unidades; horas de



órdenes de conexión y desconexión de equipos de transmisión, y horas de conexión y desconexión reales (Art. 214);

.....

- En caso de ocurrir la indisponibilidad forzada de alguna instalación del SENI, el CCE deberá entregar al OC y a la SIE, dentro de las 24 horas siguientes al evento, un informe detallado que establezca: la actuación de las protecciones, registros de la frecuencia, registros de tensiones y demás datos relacionados que permitan esclarecer el hecho (Art. 215);
- El OC deberá supervisar la operación en tiempo real del SENI en todo momento, y deberá controlar el cumplimiento de los programas y políticas de operación. A tal efecto, el OC podrá requerir al CCE información, en tiempo real, sobre las operaciones que se estén llevando a cabo, informes sobre las desviaciones respecto del Programa Diario de Operación, así como cualquier información que pueda ser necesaria para garantizar la seguridad, calidad y economía de la operación del SENI.

En caso que lo amerite, el OC podrá convocar a los Agentes del MEM para el análisis de fallas por incidencias, cuyas conclusiones serán comunicadas a todos los Agentes del MEM y a la SIE, la que deberá efectuar el seguimiento de la implementación de las conclusiones adoptadas y de ser el caso disponer las sanciones correspondientes por incumplimiento de los Agentes del MEM (Art. 216);

- El CCE deberá remitir a los Agentes del MEM y a la SIE antes de las 10:00 horas de cada día, un informe sobre la operación del SENI correspondiente al día anterior, vía correo electrónico o medio equivalente; pudiendo utilizarse fax solamente en caso de desperfecto de los otros medios. Este informe contendrá lo siguiente:

.....

c) Las horas de salida y reconexión de equipos por mantenimiento y falla (Art. 229);

.....

- Cuando se produzca un hecho que origine interrupciones de suministro igual o mayor al diez por ciento (10%) de la demanda del SENI, el CCE deberá elevar un informe preliminar sobre su ocurrencia al OC y a la SIE dentro de las dos (2) horas de ocurrido. Este informe deberá ser ampliado con otro detallado, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de producido el evento (Art. 230);
- Cuando un equipo de transmisión que enlaza áreas de control, sale intempestivamente, el CCE evaluará el déficit o exceso de generación en cada área y procederá del siguiente modo
  - a) Para el área con déficit, dispondrá preferentemente incrementar la generación de las unidades con Reserva Rotante para lograr un nuevo despacho económico. Este incremento debe hacerse con la lista de mérito desde la unidad de menor costo variable de producción hasta la de mayor costo variable.



b) Para el área con exceso, dispone preferentemente disminuir la generación de las unidades con el fin de lograr un nuevo despacho económico.

En ambos casos, el Agente del MEM cuyo equipo sale, comunicará al CCE el tiempo previsto de su indisponibilidad. Si su disponibilidad es inmediata, el CCE instruirá su reconexión. Si no lo es, el CCE requerirá inmediatamente al OC la reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día (Art. 236);

- Se clasifican como faltas muy graves las que ponen en grave riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad del SENI y las que afecten de manera sistemática y deliberada la continuidad y calidad de servicio. En particular las siguientes:

.....

m) El incumplimiento de los planes de expansión relativos a la ampliación, mejora y adaptación de las redes, instalaciones eléctricas y equipos, capacidad de generación, calidad de servicio y gestión comercial para la adecuada prestación del servicio y continuidad del suministro con los cuales se hayan comprometido las Empresas Eléctricas.

n) La manipulación de las declaraciones de disponibilidad e indisponibilidad de la generación, la transmisión y la distribución con relación a la demanda (Art. 499);

.....

- Son faltas graves las conductas tipificadas en el artículo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse de muy graves, y en particular los siguientes incumplimientos:

.....

d) El incumplimiento de las instrucciones impartidas por la SIE relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas, para la adecuada prestación y calidad del servicio y la continuidad del suministro.

.....

l) El incumplimiento de los índices de calidad del servicio que se establezcan en la normativa vigente (Art. 500).

.....

Como se observa en este resumen, en la legislación no se han establecido criterios para fijar niveles de calidad a observar por parte de la Transportista ni penalidades asociadas a su trasgresión. No obstante, en los artículos 499 y 500 se aclara la necesidad de que exista un nivel objetivo y las dichas penalidades.

Debe tenerse en cuenta que este es un aspecto importante en la regulación del servicio de transporte ya que brinda al titular del servicio la señal económica necesaria para determinar adecuadamente el momento en que se debe disponer de las instalaciones de transmisión previstas en el Plan de Expansión, debiendo notarse que este Plan ha sido realizado partiendo de hipótesis pero que en la etapa constructiva deberá ajustarse a la evolución real



del sistema.

## 2.4.2 Conceptos Básicos

### 2.4.2.1 General

La congestión de las redes de transmisión y las responsabilidades de la Transportista en relación con ese problema fueron tratados en la propuesta de Reglamento de Congestionamientos en la Red de Transporte, incluida en el Cuarto Informe Parcial.

En el presente apartado se analizan las responsabilidades de la Transportista relacionadas con la satisfacción de las exigencias establecidas por el Regulador para la denominada “calidad de servicio técnico” o simplemente “Calidad de Servicio”.

La Calidad de Servicio puede medirse mediante dos indicadores:

- Frecuencia de desconexiones  $F$ , en tendiendo por tal la cantidad de desconexiones registradas en un dado período de control, por ejemplo un año calendario.

$$F = \frac{\sum [Cant.Desconexiones]}{Período\ de\ control}$$

- Duración Media de Desconexiones  $D$  del período de control, determinado como:

$$D = \frac{\sum [Duración\ Desconexión(T)]}{\sum [Cant.Desconexiones\ del\ período]}$$

Debe resultar posible llevar el registro de dichos indicadores en forma individual, por cada componente del sistema, o conjunta, para todo el sistema de transmisión.

Por otra parte, las empresas de transporte pueden tener dos diferentes niveles de responsabilidad, según se limiten a la operación y mantenimiento (pasivas) o tengan también a su cargo la expansión de la red (activas). La ETED se ubica entre estas últimas.

Los niveles de calidad especificados pueden ser los mismos para ambos tipos de empresa pero normalmente no son iguales los criterios para la fijación de las “señales económicas” destinadas a asegurar que la empresa satisfaga dichas exigencias de calidad. Dichas señales económicas o sanciones tienen por objeto hacer que la empresa interiorice las necesidades de calidad de los usuarios del servicio prestado ya que, librada a su voluntad, la empresa prestaría el servicio en la condición de mínimo costo y no necesariamente con la calidad deseada.

### 2.4.2.2 Señales económicas y control de calidad

Cuando se estudia la manera de fomentar la calidad en la prestación del servicio de transmisión en algunos sistemas nacionales se encuentran elementos comunes:

- Modicidad. Las sanciones tienen un límite superior, destinado a proteger la transportista, eximiéndola de obligaciones de tal magnitud que condicionen su capacidad para continuar prestando el servicio.



- **Proporcionalidad.** En las empresas pasivas las sanciones guardan relación con la su actividad económica o con el valor de sus servicios mientras que para las empresas activas están relacionadas con los costos de la ENS resultante de las fallas.
- **Razonabilidad.** No se pueden aplicar sanciones en casos de falla si durante esos lapsos o dadas ciertas circunstancias el transportista no está en condiciones de adoptar medidas destinadas a recuperar el servicio. Para cubrir ese riesgo habría que incrementar desproporcionadamente su tarifa.

Esto último se hace especialmente evidente cuando, por ejemplo, deben hacerse desconexiones programadas para conectar al sistema a un tercero que ingresa al mercado o en los casos de desconexiones forzadas en que los parámetros de diseño de una línea o subestación han sido superados por acción de las fuerzas naturales, con impactos de magnitud en las instalaciones, que implicarán tiempos sensibles para ser repuestas.

- **Responsabilidad.** En la mayor parte de las regulaciones las indisponibilidades a compensar son exclusivamente aquellas que son de responsabilidad del Transmisor.

No respetar este criterio puede conducir a señales inadecuadas. Por ejemplo, pueden imaginarse situaciones en las que el causante de la obligación de compensar por parte del transportista sea el que se beneficie económicamente con tales sanciones. Mecanismos que puedan alentar comportamientos de este tipo deben descartarse.

Por otra parte, al estudiar los criterios de sanción debe tenerse presente que las sanciones pactadas entre agentes con libertad de contratar, tales como los generadores y las demandas no reguladas, no son asimilables a las del transportista, ya que mientras los primeros valorizan libremente la administración del riesgo y pactan su costo, el transportista debe asumir el riesgo y los costos fijados por el Regulador.

En la tabla que sigue se muestra la aplicación de los conceptos esquematizados más arriba para tres países, uno con empresa pasiva y dos con empresas activas.

**Tabla 2.1 Calidad. Criterios de Penalización en Argentina, Ecuador y Perú**

	Argentina	Ecuador	Perú
Tipo de Empresa	Pasiva	Activa	Activa
Modicidad	Límite del 50% del ingreso mensual y 1/6 del anual de la empresa.	No aplicable	Límite del 10% de las ventas semestrales.
Proporcionalidad	Las penalidades son función de la remuneración regulada del activo fallado.	Las penalidades son los costos resultantes.	Las penalidades son proporcionales al valor de la ENS.
Razonabilidad	Introducida a posteriori por el ENRE, en particular para atentados y tornados.	No contemplada.	No contemplada.
Responsabilidad	Se sancionan todas las	Se pagan los	Se sancionan las



	desconexiones	sobrecostos según responsabilidad.	desconexiones que no resulten de fuerza mayor.
--	---------------	------------------------------------	--

Debe observarse con particular atención el caso peruano, atendiendo a las similitudes de organización entre ese sistema y el instaurado en la República Dominicana.

En relación con la modicidad, hay consenso en que fijar sanciones con límites superiores al 10 o 15% del ingreso anual pueden comprometer la operatoria y poner en riesgo la prestación eficiente del servicio. Estos límites pueden fijarse sobre el ingreso anual de la empresa o de cada activo de transmisión. Se considera que en el caso dominicano el estado de desarrollo del SENI – aún en evolución – hace más aconsejable establecer el límite sobre cada activo.

En relación con la proporcionalidad puede decirse que la diferencia entre criterios se encuentra asociada a las diferencias de responsabilidad y remuneración percibida por asumirla. A ese respecto puede indicarse que:

- a) Una empresa pasiva es responsable de operar y mantener adecuadamente su sistema de transmisión y recibe por ello una remuneración proporcional al costo marginal de corto plazo de transmitir, más los cargos por capacidad y conexión necesarios para alcanzar la remuneración requerida calculada, sin incluir los costos del Plan de Expansión de la Transmisión.
- b) Una empresa activa resulta responsable de operar, mantener y expandir adecuadamente su sistema de transmisión y recibe por ello una remuneración proporcional al costo marginal de corto plazo de transmitir más los cargos por capacidad y conexión necesarios para alcanzar la remuneración requerida, calculada incluyendo los costos del Plan de Expansión de la Transmisión<sup>4</sup>.

Resultando así que mientras:

- a) El segundo caso se asemeja al tratamiento regulatorio dado a un distribuidor, que por su carácter es el responsable último del abastecimiento,
- b) El primer caso corresponde al de un operador de un servicio de red, cuya única responsabilidad es transportar un producto entre puntos, mediante un servicio tarifado a partir del costo del transporte y no del costo del producto transportado y su eventual lucro cesante ante la caída de dicho servicio.

Dicho en otras palabras, si una empresa pasiva fuese responsabilizada con la ENS que sus fallas ocasionan, esos costos deberían ponderarse e incluirse en tarifa como un adicional que refleje la prima de un seguro destinado a cubrirlos, elevando sensiblemente la tarifa.

En cambio, las empresas responsables de planificar y construir las obras que el sistema necesita están remuneradas por ello en las tarifas (tal como en el caso de levantar las

<sup>4</sup> Debe notarse que adicionar el costo marginal de corto plazo de transmitir y el costo de expansión equivale, al menos conceptualmente, al costo marginal de largo plazo de transmitir.



congestiones). Por tal razón las contingencias resultantes de su responsabilidad deben ser reconocidas al costo real ocasionado a los usuarios del sistema atendiendo a que la empresa es responsable de elaborar un Plan de Expansión considerando, entre otras cosas, la necesidad de cumplimentar con la calidad objetivo. Como se dijo, este es el caso de la ETED.

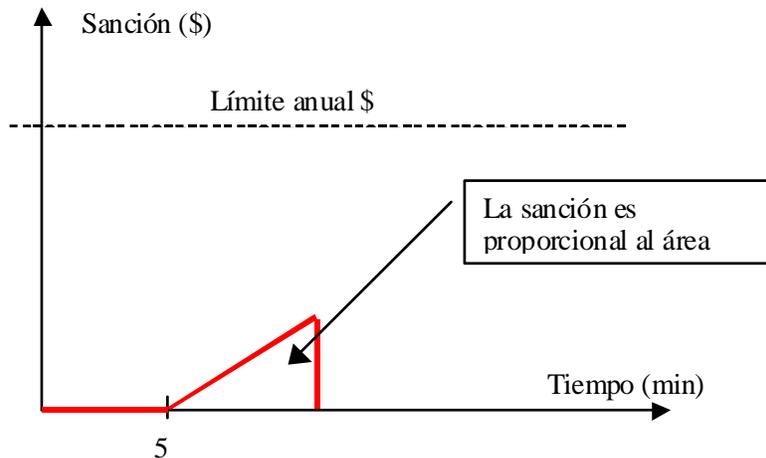
Ligada al concepto de razonabilidad de las sanciones está la práctica de establecer un umbral de tiempo despenalizado, transcurrido el cual recién puede aplicarse la sanción. Es decir que si la falla se despeja en cierto un cierto lapso de tiempo (por ejemplo; recierres exitosos) no se aplica sanción alguna.

Las tolerancias contempladas en las regulaciones de algunos países de la región son:

Tabla

País	Duración mínima requerida para sancionar
Argentina	10 minutos
Bolivia	Sin indicación
Brasil	1 minuto
Chile	Sin indicación
Colombia	10 minutos
Ecuador	Sin indicador
El Salvador	Sin indicación
Guatemala	Sin indicación
Perú	3 minutos
Venezuela	Sin indicación

Una tolerancia de 5 minutos puede ser un valor aplicable inicialmente en RD. El esquema propuesto se grafica en la siguiente figura:

**Figura 2.3 Calidad. Umbral Despenalizado y Sanción**

En relación con la responsabilidad de la Empresa, conviene tener presente que en una red de transmisión se presentan interrupciones de servicio o desconexión de instalaciones debidas a diversas circunstancias, que no necesariamente deben ser consideradas como anomalías o fallas, debiendo considerarse que:

- Todo elemento de red se diseña o proyecta previendo un determinado riesgo de falla, ya que proyectar con riesgo cero equivale a asumir un costo de inversión excesivo. Por lo tanto, hay que discriminar entre las exigencias “ordinarias”, que están dentro de lo previsto, y las “extraordinarias”, que superan las hipótesis de diseño.
- Otra parte de las desconexiones e indisponibilidades se producen por errores operativos o malfuncionamiento de equipos de terceros o por insuficiencia de sus mantenimientos.
- Los sistemas de protección reaccionan interrumpiendo circuitos ante diversas circunstancias, no necesariamente fallas en la instalación desconectada. Por ejemplo, cuando se superan capacidades de transporte u otros parámetros del sistema que han sido establecidos por el Operador para preservar la continuidad de servicio, o cuando una instalación sin problemas es desconectada por actuación de sus protecciones que operan como respaldo de protecciones de instalaciones remotas de terceros.

También hay desconexiones cuya causa no puede ser determinada, pese a haberse realizado los estudios correspondientes. Este grupo puede resultar importante, dependiendo de los medios de supervisión en tiempo real de la operación de que se disponga. Resultan comparativamente mayores en los sistemas con múltiples actores que en los administrados por empresas únicas.

Este breve enunciado puede sistematizarse indicando que las desconexiones en el sistema de transmisión pueden ser:

- Requeridas para realizar mantenimientos preventivos o correctivos.



- Requeridas para ejecutar obras de ampliación o refuerzo de elementos del sistema o adecuaciones para conectar un nuevo Cliente o una nueva línea de transmisión para la interconexión entre sistemas.
- Decididas por el Operador del Sistema. Por ejemplo, ante a la necesidad de acotar el consumo de energía reactiva capacitiva de la red de transmisión en horas de valle nocturno.
- Resultantes de la acción de automatismos tipo DAG, DAC, deslastre de carga u otros, destinados a incrementar la capacidad de transporte o a preservar la estabilidad del sistema en condiciones críticas, como ser situaciones de colapso.
- Por falla de instalaciones o equipos propios o por errores de operación de personal propio.
- Por falla de instalaciones o equipos de terceros o errores de operación de terceros, que dan origen al accionamiento automático de protecciones propias.
- Resultantes de la acción de fuerzas de la naturaleza o de la acción accidental o dolosa de terceros.
- Por causas no establecidas.

Naturalmente, este listado es esquemático y durante la operación real puede esperarse que se produzcan desconexiones cuyos orígenes y causas requieran de estudios más profundos para lograr una correcta asignación de responsabilidades.

Desde el punto de vista de la responsabilidad de la Transportista y de los demás usuarios del sistema ante las indisponibilidades de la red de transmisión, cabe realizar una clasificación similar a la anterior, distinguiendo a partir de sus orígenes. Como toda clasificación, deja naturalmente margen para la interpretación por el Regulador y sus resultados se muestran en la tabla siguiente.

Resultantes de la acción de hechos naturales extraordinarios. Entendiendo por tales situaciones donde los parámetros de diseño de las instalaciones de transmisión fueron superados por los resultantes de la acción de la naturaleza.	<p><b>CATEGORÍA I</b></p> <p>Las desconexiones de esta categoría son atribuibles a caso fortuito y por lo tanto no deberían ser consideradas a los fines de establecer las sanciones</p>
Resultantes de acciones antrópicas dolosas. Entendiendo por tales las situaciones de sabotaje o vandalismo.	
Resultantes de acciones antrópicas accidentales. Se trata de situaciones donde, por accidente, se produce la afectación de instalaciones de transmisión, llegando a la interrupción del servicio.	
En general, todas aquellas que puedan ser encuadradas en la definición de CASO FORTUITO del Título I del RLGE.	



Resultantes de necesidades de conexión de nuevos agentes o reparación o mantenimiento de instalaciones de terceros.	<p style="text-align: center;"><b>CATEGORÍA II</b></p> Las desconexiones de esta categoría son atribuibles a terceros y por lo tanto no deberían ser consideradas a los fines de establecer las sanciones.
Resultantes de funcionamiento de automatismos, protecciones de terceros, etc., que conducen a la desconexión de una instalación de la Transportista que no ha registrado fallas.	
Resultantes de acciones de mantenimiento programado de las instalaciones de la Transportista.	<p style="text-align: center;"><b>CATEGORÍA III</b></p> Las desconexiones de esta categoría son de beneficio para el conjunto de los usuarios de la instalación afectada y, como tal, no deberían dar lugar a sanciones.
Resultantes de acciones de ampliación o reforzamiento de las instalaciones de la Transportista.	
Resultantes de la acción de hechos naturales ordinarios. Entendiendo por tales situaciones de viento, rayos, movimientos sísmicos, etc., que fueron considerados por el proyectista en el proceso de cálculo de las instalaciones de transmisión en cumplimiento de las normas nacionales y/o de las reglas del buen arte.	<p style="text-align: center;"><b>CATEGORÍA IV</b></p> Las desconexiones de estas categorías son de responsabilidad de la Transportista por ello y deberían dar lugar a sanciones.
Resultantes de otras acciones o causas atribuibles a la Transportista que no puedan encuadrarse en la definición de CASO FORTUITO antes referida.	

## ESQUEMA PROPUESTO

El esquema de control de calidad que se propone aplicar se apoya en los siguientes criterios:

- 1) Solo se sancionarán las indisponibilidades o desconexiones atribuibles a la Transportista, descritas en la última Categoría de la tabla anterior. Las sanciones se fijarán como compensaciones económicas que corresponderán a los usuarios afectados por las indisponibilidades o desconexiones. Este criterio se asocia con la obligación del distribuidor de compensar a sus clientes y/o de la pérdida de producción sufrida por el generador afectados por la falla de transmisión.
- 2) Se establecerán tolerancias de calidad a respetar por línea de transmisión o transformador, definidas como una cantidad anual de indisponibilidades o desconexiones N´ y una cantidad anual de horas de duración acumuladas de indisponibilidad o desconexión D´. Estas tolerancias serán diferentes para los niveles de tensión de 138 y 69 kV, reconociendo la diferente calidad de servicio de la red troncal y el sistema de subtransmisión y corresponderán a los niveles objetivo de calidad para ambos sistemas. Los valores consignados en la propuesta deberán ser revisados luego de transcurrido un lapso de dos años para ajustar el objetivo de calidad a la evolución de la calidad brindada por la ETED.



3) Si los valores efectivamente registrados superan las tolerancias establecidas, la Transportista deberá compensar económicamente a los usuarios afectados. Las transacciones correspondientes serán autorizadas anualmente por la SIE y llevadas a cabo en el ámbito del OC.

4) Las compensaciones a pagar por la Transportista surgirán del valor unitario fijado en forma regulatoria para la Energía No Servida multiplicado por la magnitud de ésta, en caso de haberla a consecuencia de la indisponibilidad o desconexión.

5) Se establecerán límites a las compensaciones anuales que deberá pagar la Empresa por cada activo de transmisión y también lapsos mínimos recién a partir de los cuales se requerirán compensaciones.

Conviene destacar que en la elaboración del Proyecto de Reglamento que acompaña se han considerado especialmente los contenidos del Título Sexto de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), vigente en Perú, que puede ser consultada en el sitio del Ministerio de Energía y Minas de ese país ([www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe)).



### 2.4.3 Proyecto de Reglamento para el Control de la Calidad de Servicio en el Sistema de Transmisión

#### Artículo 1º.- Definiciones

Para este Reglamento se establecen las siguientes definiciones:

**Calidad de Servicio:** Es la Calidad de Servicio Técnico expresada como la continuidad del servicio eléctrico prestado a los Usuarios del Servicio de Transmisión.

**Compensaciones:** Son las Compensaciones Económicas a cargo de la Transportista correspondientes a cada interrupción del Servicio de Transmisión que correspondan a los Usuarios en los términos del presente Reglamento.

**LEY:** Es la Ley General de Electricidad N° 125-01, de fecha 26 de Julio del 2001.

**Período de Control:** Es el lapso durante el cual se efectuará la evaluación de la Calidad de Servicio.

**Punto de Conexión:** Este punto debe establecerse en cada caso en coincidencia con el límite de propiedad fijado entre el Sistema de Transmisión y las instalaciones del Usuario a partir de la definición adoptada para el primero. Debe observarse que un dado Usuario puede tener uno o más puntos de conexión con el Sistema de Transmisión.

**Reglamento:** Es el presente Reglamento para el Control de la Calidad de Servicio en el Sistema de Transmisión, dictado en los términos del Artículo 126, Párrafo I, inciso b) de la LEY.

**RLGE:** Es el Reglamento para la Aplicación de la LEY con sus modificaciones.

**Servicio de Transmisión:** Es el servicio de transmisión de energía eléctrica entre productores y consumidores de electricidad prestado por la Transportista mediante las instalaciones del Sistema de Transmisión de su propiedad.

**Sistema de Transmisión:** Es el conjunto de líneas y subestaciones de alta tensión que conectan las subestaciones de las centrales generadoras con el seccionador de barra del interruptor de alta del transformador de potencia en las subestaciones de distribución y de los demás centros de consumo.

**Transportista:** Empresa titular de las instalaciones del Sistema de Transmisión.

**Usuarios:** Son los generadores, distribuidores o usuarios no regulados conectados al Sistema de Transmisión.

#### Artículo 2º.- Evaluación de la Calidad de Servicio

En cada punto de conexión de cada Usuario del Sistema de Transmisión, la Calidad de Servicio se evaluará mediante indicadores que miden:

- a) La cantidad de interrupciones del servicio eléctrico, y



b) La duración de las interrupciones.

A los efectos de la evaluación del impacto de la interrupción se deberá determinar la Energía No Servida al Usuario demandante o la que no pudo inyectar el Usuario generador disponible, ambas de acuerdo a lo programado por el Organismo de Control para el lapso afectado por la interrupción en la Programación Diaria correspondiente.

El Período de Control de las interrupciones será de un (1) año calendario de duración.

#### Artículo 3°.- Indicadores de Calidad de Servicio

Los dos indicadores referidos en el Artículo precedente se determinarán según:

a) Cantidad Total de Interrupciones por punto de conexión del Usuario por Período de Control (N)

Es la sumatoria de las interrupciones individuales, determinada como:

$$N = \frac{\sum [Cant. Interrupciones]}{Período de Control}$$

Donde N se mide en interrupciones por año calendario.

b) Duración Total de Interrupciones por punto de conexión por Usuario por Período de Control (D)

Es la sumatoria de las duraciones individuales del Período de Control, determinada como:

$$D = \frac{\sum [Duración cada Interrupción(T)]}{Período de Control}$$

Donde D se mide en horas totales de interrupción por año calendario.

#### Artículo 4°.- Tolerancias

Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Servicio para Usuarios de la red de transmisión serán las siguientes:

- Cantidad Total de Interrupciones por punto de conexión del Usuario

N' = 4 interrupciones por Período de Control para el nivel de 138 kV y 8 interrupciones por Período de Control para el nivel de 69 kV.

- Duración Total de Interrupciones por punto de conexión del Usuario

D' = 12 horas por Período de Control para el nivel de 138 kV y 24 horas por Período de Control para el nivel de 69 kV.

#### Artículo 5°.- Interrupciones a considerar

A los fines del presente Reglamento sólo se considerarán las interrupciones cuya responsabilidad pueda ser atribuida a la Transportista y se produzcan durante la prestación del Servicio de Transmisión, según lo que interprete la SIE. A esos efectos, los principios o criterios a seguir para identificar la responsabilidad de la Transportista serán los que se detallan a continuación.



Se considerarán de responsabilidad de la Transportista todas las interrupciones resultantes de:

- a) Maniobra, operación, ajustes o uso inadecuado de las instalaciones, originadas tanto en el accionar como en la inacción del personal de la Transportista o sus contratistas, entendiéndose que la Transportista resulta responsable por los actos de sus dependientes.
- b) Fallas de equipos, aislamientos, componentes, elementos constitutivos del sistema, etc., que puedan atribuirse a falta de renovación, mantenimiento insuficiente o inadecuado, envejecimiento, etc., considerando que la Transportista resulta responsable de prever e implementar la renovación de los equipos del Sistema de Transmisión. Aquellos mantenimientos que no califiquen como programados integrarán este concepto.
- c) Hechos naturales ordinarios, entendiendo por tales aquellas originadas en vientos, temperaturas, contaminación, etc., que fueron considerados por el proyectista de la instalación en el proceso de cálculo de la misma en cumplimiento de estándares nacionales, internacionales o de las reglas del buen arte, debiendo entenderse que debido a la falta de mantenimiento u otros efectos las instalaciones no han conseguido superar el nivel de exigencia para el cual fueron proyectadas.

En principio no se considerarán de responsabilidad de la Transportista a todas aquellas interrupciones resultantes de:

- d) Hechos naturales extraordinarios, entendiendo por tales todos los que no califican para su tratamiento según lo previsto en el apartado c) anterior.
- e) Actos de vandalismo, sabotaje, etc., o bien de acciones humanas accidentales, en casos donde la interrupción resulte de accidentes donde se encuentre involucrado personal ajeno a la Transportista o a sus contratistas.
- f) Necesidades de conexión o desconexión de Usuarios del Sistema de Transmisión o ampliación, reparación o mantenimiento de instalaciones de dichos Usuarios o necesidades de mantenimiento programado de instalaciones del Sistema de Transmisión o bien de acciones de ampliación, refuerzo, reemplazo o sustitución éstas.
- h) Funcionamiento previsto de automatismos del Sistema de Transmisión o de protecciones de respaldo de instalaciones de Usuarios, cuyo objetivo sea preservar la continuidad de la prestación del Servicio de Transmisión o la integridad de sus instalaciones, aún a costa de producir la desconexión de una instalación del Sistema de Transmisión que no ha registrado fallas, como por ejemplo la operación del sistema de deslastre de cargas.

El listado anterior no se considerará excluyente, no siendo atribuibles a la responsabilidad de la Transportista todas aquellas interrupciones que – en la evaluación final a realizar por la SIE – resulten encuadrables en la definición de CASO FORTUITO prevista en el Título I del RLGE.

En la evaluación de estos principios o criterios se tendrá presente que la Transportista resulta responsable de adquirir, instalar y mantener todos los equipos necesarios para la adecuada calificación del origen y responsabilidad de las interrupciones y de suministrar



toda la información necesaria para una adecuada asignación de responsabilidades entre los actores del mercado. La Transportista es también responsable de aportar los elementos de descargo ante interrupciones cuyo origen sea dudoso o discutible.

A los efectos de la determinación de los indicadores de calidad utilizados para el cálculo de las Compensaciones previstas en este Reglamento, no se consideran aquellas interrupciones del Servicio de Transmisión cuya duración total sea menor o igual a cinco (5) minutos.

#### Artículo 6°.- Compensaciones por falta de Calidad de Servicio

La prestación del Servicio de Transmisión con calidad inferior a los valores tolerados de Cantidad y duración de las interrupciones dará lugar a Compensaciones económicas de la Transportista a los Usuarios afectados.

Las Compensaciones se calcularán anualmente en función de la Energía No Servida, la Cantidad de Interrupciones por punto de Conexión y Usuario (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D) de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$Comp (RD \$) = e * ENS * E$$

Donde:

e = Valor de la Energía No Servida (RD\$/kWh) fijado regulatoriamente por la SIE.

ENS = Valor anual acumulado de la ENS registrada en el punto de conexión en cuestión para el Usuario correspondiente, determinada a partir de la Programación Diaria del OC para la hora del día en que ocurrió cada interrupción.

E = Factor que pondera la magnitud de los indicadores de Calidad de Servicio y resulta definido como:

$$E = 1 + \frac{(N - N')}{N'} + \frac{(D - D')}{D'}$$

Donde las magnitudes sin apóstrofe representan los indicadores de calidad mientras las con apóstrofe representan los límites de tolerancia establecidos en este Reglamento.

El segundo y/o tercer término del miembro derecho de esta expresión serán considerados para evaluar las compensaciones solamente si su valor individual resulta positivo para, al menos, uno de ellos, siendo que en caso donde ambos resulten negativos el valor de E se considerará igual a cero (0).

#### Artículo 7°.- Obligaciones de la Transportista

A los fines del presente Reglamento la Transportista es responsable de adquirir, instalar y mantener todos los equipos necesarios para la adecuada calificación del origen y responsabilidad de las interrupciones y de suministrar toda la información necesaria para una adecuada asignación de responsabilidades entre los actores del mercado y aportar los elementos de descargo que considere conveniente ante interrupciones cuyo origen sea dudoso o discutible.

#### Artículo 8°.- Obligaciones del Organismo Coordinador



A los fines del presente Reglamento el Organismo Coordinador será responsable de llevar el registro de las interrupciones producidas en cada punto de conexión así como de arbitrar los medios necesarios para efectuar ese control.

A esos efectos deberá llevar una base de datos donde se registren diariamente todas las interrupciones del Servicio de Transmisión, con independencia del origen de las mismas y la Energía No Servida que de ellas derive. Este registro permitirá llevar un control de la calidad en el Sistema de Transmisión.

Los criterios de control a aplicar por el Organismo Coordinador seguirán las siguientes pautas:

- a) Donde el equipamiento existente permita identificar claramente el inicio y final de las interrupciones, el control será automático.
- b) Donde no existan tales equipos su detección se llevará a cabo según:
  1. El registro de llamadas telefónicas de los Usuarios afectados.
  2. El análisis de cualquier otro registro del Usuario que permita detectarlas inequívocamente.

Cumplido cada Período de Control, el Organismo Coordinador deberá elaborar un Informe de Calidad del Servicio de Transmisión, cuyos alcances serán los siguientes:

- Detalle de todas las interrupciones, con sus causas, establecidas según la mejor información de que disponga.
- Valorización de los indicadores de calidad, siguiendo los criterios de consideración de interrupciones expuestos en el Artículo 5° de este Reglamento.
- Determinación de las Compensaciones correspondientes a cada Usuario del Servicio de Transmisión.

Dicho Informe deberá ser remitido a la Transportista para que esta elabore sus descargos dentro de un plazo de treinta (30) días corridos. Transcurrido ese plazo, el Informe y los descargos que se hubieren recibido de la Transportista deberán ser remitidos a la SIE para su consideración.

#### Artículo 9°.- Fijación del Valor de las Compensaciones

Luego de efectuado el análisis correspondiente, la SIE se expedirá por Resolución sobre el Informe recibido y los descargos de la Transportista.

Esa Resolución contendrá los montos de las Compensaciones debidas a cada Usuario. El Organismo Coordinador procederá a descontar esos montos de los ingresos de dicha Empresa en el siguiente Período de Control y acreditarlos a los Usuarios. El descuento y la acreditación se fijará en tantas cuotas iguales como meses falten para cumplir el siguiente Período de Control.

Si el monto determinado de compensaciones excede el DIEZ PORCIENTO (10%) del Ingreso Total previsto para la Transportista durante el Período de Control en los términos del Capítulo VII del Título IX del RLGE, la SIE limitará dicho monto a ese valor afectando



en forma proporcional las compensaciones de todos los Usuarios.

#### Artículo 10°.- Verificaciones adicionales

En caso de considerarlo necesario la SIE conducirá, en forma independiente por si o mediante la contratación de un servicio específico, mediciones de verificación en los lugares y momentos que considere conveniente.

#### Cláusula Transitoria

#### Cláusula 1°.- Vigencia de las tolerancias establecidas en el presente Reglamento

Las tolerancias establecidas en el Artículo 4° del presente Reglamento tendrán dos (2) años de vigencia a partir del dictado del mismo, oportunidad en la que deberán ser revisadas mediante la ejecución de un estudio específico a conducir por la SIE.

## 2.5 COMPETENCIA

### 2.5.1 Introducción

Se considera que una empresa generadora ejerce poder de mercado cuando opera de forma tal que logra a) elevar los precios del mercado por sobre el nivel de competencia y b) mantenerlos por sobre ese nivel durante un lapso significativo.

El ejercicio de poder de mercado se ve facilitado en la industria eléctrica, incluso para empresas con cuotas de mercado relativamente pequeñas, debido a tres razones principales:

- La energía eléctrica debe ser producida en tiempo real, resultando sólo acumulable en forma indirecta y con eficiencia limitada.
- Los mercados eléctricos son dinámicos y pueden cambiar en unas pocas horas, creando oportunidades para el ejercicio de poder de mercado, aunque resulten competitivos durante la mayor parte del tiempo.
- La demanda tiene poca oportunidad para responder al estímulo de los precios, al menos con velocidades compatibles con el paso o intervalo de mercado.

Con respecto a la posibilidad de ejercer poder de mercado en un mercado eléctrico competitivo, la literatura identifica dos formas que denomina “horizontal” y “vertical”. En la primera una empresa incrementa a voluntad los precios de una única actividad, como ser la generación, mientras que en la segunda se ejerce cuando una empresa, operando en dos actividades relacionadas, tales como generación y distribución, usa su dominio en un área para incrementar los precios y sus beneficios en toda la cadena de valor.

Las metodologías empleadas para el estudio de poder de mercado en un mercado eléctrico competitivo siguen uno de los siguientes principios:

- Análisis del riesgo estructural de poder de mercado, es decir, análisis de la concentración de la oferta. En particular, la construcción y cálculo de medidas de



concentración y de índices que miden el margen entre precio y costo marginal.

- Simulación de la operación, estudiando las oportunidades de ejercicio de poder de mercado de cada agente significativo. Estos estudios se suelen complementar con un análisis ex – post de la operación del mercado, intentando encontrar huellas de comportamientos estratégicos en los resultados operativos. Dentro de los comportamientos estratégicos, los más habituales son las pujas estratégicas en el mercado spot (strategic bidding) y la declaración de indisponibilidad de capacidad (capacity withholding).

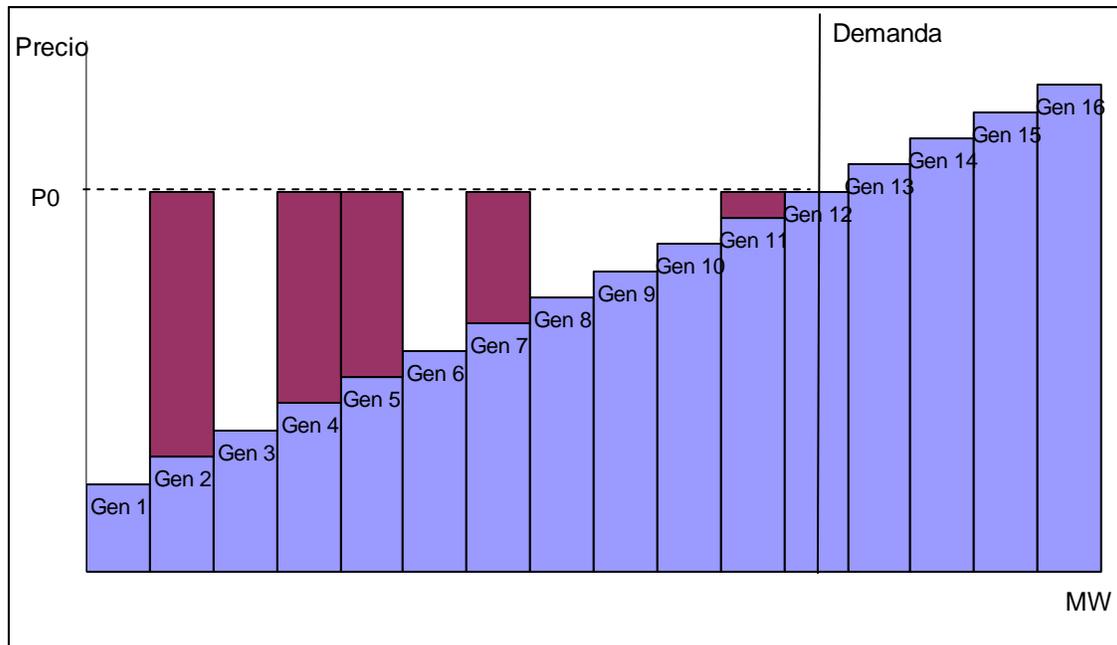
En las pujas de precio estratégicas las empresas ofrecen precios por encima de los costos variables o marginales de producción de sus unidades productivas. Como se señala más adelante, en el caso de que las pujas consistan en la declaración de costos, aún así existe la posibilidad de comportamiento estratégico si se informan, por ejemplo, costos de combustibles establecidos colusivamente con proveedores de combustibles.

La declaración de indisponibilidad implica a empresas que retiran parte de su capacidad del mercado spot por cierto período de tiempo, con el objetivo de que el precio del mercado sea fijado por unidades generadoras más caras. Las empresas tienen incentivos a apartar del despacho capacidad y de esta manera elevar el precio spot si de esta manera pueden aumentar sus beneficios.

En aquellos momentos en el que la carga o demanda está cercana a la capacidad del sistema y la respuesta de la demanda es lenta, la declaración de indisponibilidad de pequeñas cantidades de capacidad pueden afectar radicalmente el precio, siendo difícil distinguir el fenómeno de la genuina falta de capacidad de generación (genuina declaración de fuera de servicio).

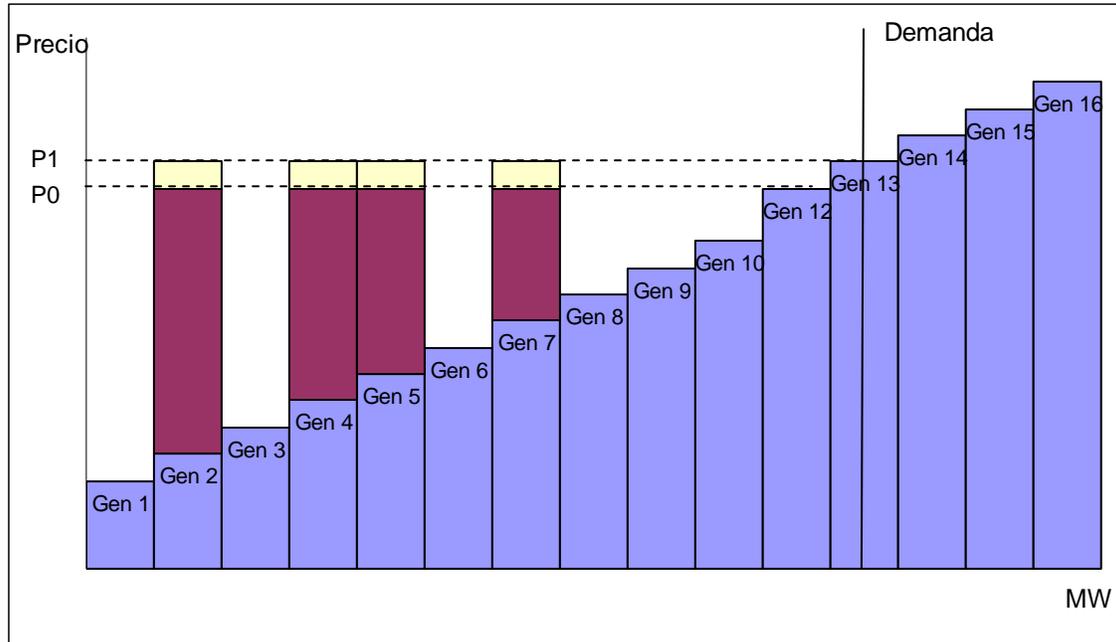
Para ilustrar esta posibilidad, supóngase el siguiente ejemplo. Existen 16 unidades generadoras con capacidad de 100 MW cada una que se encuentran ordenados por costo declarado. La demanda se encuentra entre 1100 y 1200 MW. El despacho por orden de mérito determina que el precio sea  $P_0$  y que la demanda sea abastecida por los generadores 1 a 12. En este mercado las unidades 2, 4, 5, 7 y 11 pertenecen al mismo grupo económico y obtienen beneficios señalados en color rojo.

**Figura 2.3 Fijación Precio Spot**



Si el grupo económico decide retirar del despacho la unidad 11, el nuevo precio P1 vendrá determinado por la unidad generadora 13, tal como se ilustra en el siguiente gráfico.

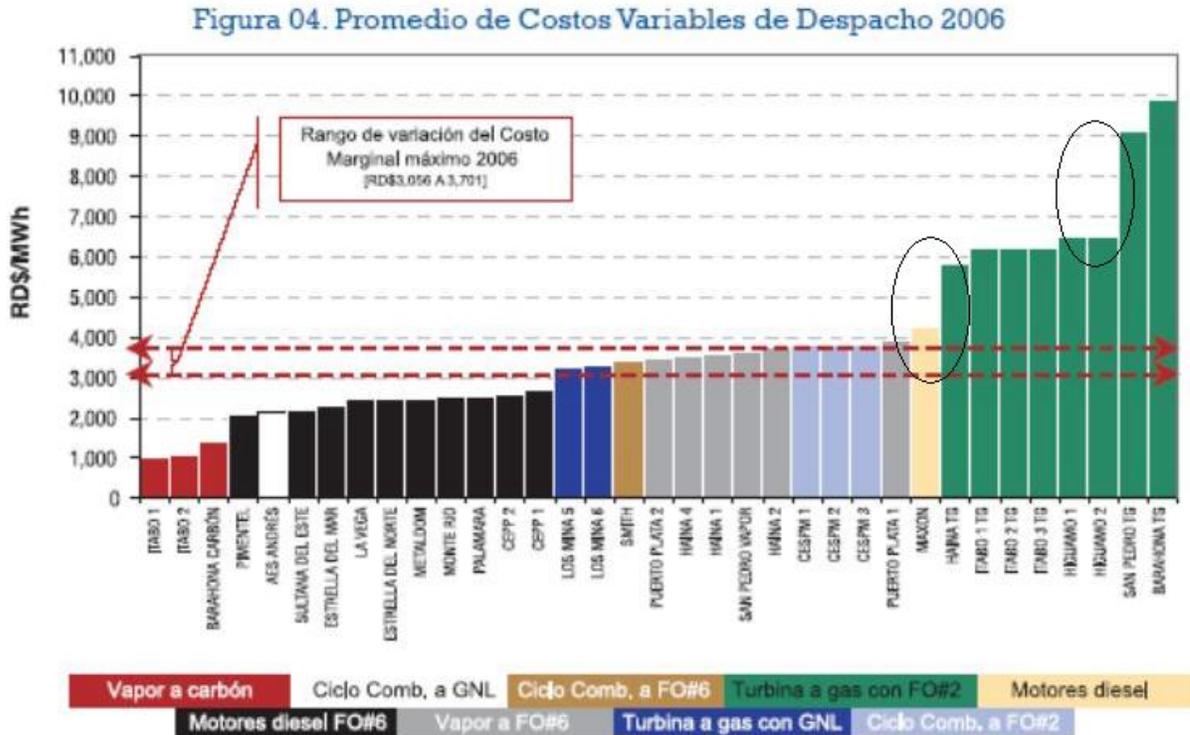
**Figura 2.4 Alteración del Precio Spot mediante Indisponibilidades**



El efecto para el grupo económico será la diferencia entre los mayores ingresos obtenidos por las restantes unidades (2, 4, 5 y 7) y los beneficios que se pierden al retirar la unidad 11 del despacho.

A título de ejemplo, sin sugerir que tal circunstancia pudo haberse producido, se puede observar en la figura que si alguna unidad cuya posición en la curva de mérito anteceda a un salto de precios sensible (por ejemplo Maxon o Higuamo I o Higuamo II) es declarada indisponible cuando se encuentra marginando, el precio sancionado del sistema se elevará en forma notable produciendo un manifiesto incremento en el beneficio marginal de todos los generadores despachados.

**Figura 2.5 Promedio de Costos Variables de Despacho**



En síntesis, una empresa puede actuar estratégicamente para ejercer poder de mercado si:

- Posee muchas unidades de generación y cuenta con una cuota de mercado relativamente importante.
- Sus unidades se hallan estratégicamente ubicadas en la curva de oferta (muchas unidades de base y unidades marginadoras)
- Puede coludir implícitamente con otras empresas.

## 2.5.2 Formación del Precio Marginal de Energía y Potencia

### 2.5.2.1 Información Requerida para la Programación de la Operación

Las instancias de programación del Mercado Eléctrico Mayorista van desde: Largo Plazo (48 meses), Mediano Plazo (12 meses), Semanal y Diaria, finalizando con la Operación en Tiempo Real. No obstante, todas ellas, con diferente precisión y ajuste, requieren de los agentes del MEM la siguiente información (Art. 180°):



- Estado y características topológicas del Sistema de Transmisión.
- Existencia de combustibles almacenados en las centrales.
- Precios y calidades de los combustibles.
- Nivel de agua de los embalses.
- Caudales afluentes presentes e históricos de las centrales hidroeléctricas.
- Característica de producción de las centrales hidroeléctricas.
- Operatividad y rendimiento de las unidades generadoras.

En particular, sobre combustibles y rendimientos de las unidades termoeléctricas:

- Consumo específico medio por kWh neto entregado a la red de transmisión y costo variable no combustible de centrales termoeléctricas.
- Detalle de los contratos de suministro y transporte de combustible a cada central en operación:
  - Vigencia del contrato y proveedor.
  - Características del combustible suministrado (tipo, calidad, poder calorífico, etc.)
  - Precio y fórmulas de reajuste o actualización.
  - Costo de transporte del combustible a la planta.
  - Condiciones contractuales que afecten el precio.

En principio, de ser verificable, la solicitud es más que suficiente para definir el precio marginalista de la energía en el MEM, debidamente complementados con las características eléctricas y físicas de la red de transmisión y los programas de mantenimiento de centrales y redes.

#### **2.5.2.2 Verificación de la Información**

Según el mismo Art. 180° el OC está facultado para solicitar a los generadores:

- Copia de las facturas de compra de combustible y de su transporte, que respalden la información de precios de combustibles entregados para la Programación.
- Presentación de los contratos de suministro y transporte de combustible para verificar la información proporcionada.
- En ausencia de éstos, información histórica de respaldo.

Complementariamente se requiere:

- El esquema de alimentación de combustible de cada unidad generadora incluyendo



tanques de almacenamiento, puntos de medición y características técnicas de dichos sistemas de medición.

- Análisis de calidad de combustible y balance mensual de combustible y producción de energía eléctrica de cada una de sus unidades o grupo de unidades según los elementos de medición disponibles.

### **2.5.2.3 Límites del Precio Marginal**

Según el Art. 183°, el costo variable de producción de una unidad termoeléctrica se obtiene mediante la adición del Costo Variable Combustible y del Costo Variable No Combustible.

El Costo Variable Combustible es el producto entre el consumo específico y el precio del combustible. El Costo Variable No Combustible, será informado por cada Empresa de Generación y no será superior a:

- 2% del costo variable combustible en el caso de turbinas a gas usando petróleo,
- 6% en el caso de centrales de ciclo combinado usando petróleo,
- 7% en el caso de centrales a vapor usando petróleo,
- 12,5% en el caso de centrales a vapor usando carbón, y
- 4% en el caso de motores Diesel.

### **2.5.2.4 Mantenimiento Mayor**

Según los Art. 184° y 185°, el mantenimiento mayor de las unidades generadoras y equipos de transmisión pertenecientes al SENI será coordinado por el OC.

Se entenderá por mantenimiento mayor al que exija el retiro total de la unidad generadora o equipo de transmisión durante un período igual o superior a 168 horas (7 días = 1 semana).

### **2.5.2.5 Transacciones Económicas de Energía**

Las transacciones económicas de energía se basan en la sanción de precios marginales de energía de corto plazo, entendiéndose por tales los que, en cada hora, incurra el sistema eléctrico para suministrar una unidad adicional de energía en cada una de sus barras, considerando la operación de mínimo costo de suministro, incluidas las pérdidas marginales en el ST (Art. 249°).

Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía para valorizar las transferencias entre Agentes del MEM serán los resultantes de la operación real del SENI en el período considerado (Art. 250°).

Las centrales térmicas forzadas a generar por cualquier otro motivo (reactivo, seguridad, etc.) no serán consideradas a efectos del cálculo del precio marginal.

En casos de falla o congestión de vínculos, el sistema se considerará desacoplado en dos o más subsistemas y en cada uno se definirán independientemente los costos marginales (Art. 253° y 254°).



Cada hora, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía activa en la Barra de Referencia corresponderá a alguno de los siguientes costos variables de producción, referido a esa Barra a través del factor de nodo:

- El de la unidad termoeléctrica despachada de mayor costo variable de producción, vinculada a la Barra de Referencia, de contar con potencia disponible para abastecer una unidad adicional de energía activa o, de no ser éste el caso,
- El de la unidad termoeléctrica de menor costo variable de producción entre las que no están generando y que podrían entrar en servicio y entregar potencia activa;
- De no existir ninguna máquina vinculada a la Barra de Referencia que pueda entrar en servicio corresponderá al costo de desabastecimiento definido por la SIE

El factor de nodo a aplicar para referir el costo variable de producción de una máquina ubicada en una barra “i” vinculada a la Barra de Referencia surge de la expresión:

$$Fn_i = 1 + \frac{\partial Perd}{\partial P_i}$$

Siendo  $\partial Perd/\partial P_i$  la derivada de las pérdidas de transmisión ante una variación de la demanda  $P_i$ , asumiendo como barra libre la Barra de Referencia del SENI (Art. 255°).

Esta modalidad de cálculo se generaliza de inmediato cuando se producen subsistemas desacoplados por congestión y/o falla (Art. 256°).

El establecimiento de un sistema de factores de nodo es la base para:

- Definir el orden de prioridades del despacho, es decir, frente a 1 MW de demanda adicional, identificar la unidad más eficiente con potencia disponible que debe entrar en servicio (Art. 255° y 256°).
- Establecer un sistema de precios marginales de corto plazo para cada barra del sistema a través de sus factores nodales (Art. 257° y 258°).

Aunque el precio marginal se fija cada hora, el RA no define la metodología y frecuencia con que se determinarán los factores nodales: “El OC determinará los factores de nodo de la energía con la frecuencia y modelos que dicho organismo establezca” (Art. 260°).

#### **2.5.2.6 Transacciones Económicas de Potencia**

- El costo marginal de desarrollo de la Potencia De Punta del SENI (cuatrienal) es el costo mensual integrado por la alícuota de inversión más los costos fijos de operación y mantenimiento de una turbina de gas de ciclo abierto, con una potencia instalada de 50 MW, dado por una fórmula que vincula (Art. 277°): a) la inversión eficiente, valor CIF más instalación y conexión a la red e impuestos, b) un factor de derrateo por temperatura y un coeficiente de consumos propios, c) el factor de recuperación del capital mensual calculado para una tasa de descuento mensual equivalente a la tasa anual definida por la Ley y un período de 240 meses, d) los costos fijos de operación y mantenimiento, y e) un margen de



reserva teórica.

Ese valor será determinado por la SIE cada período de 4 años (Art. 279°) y se aplica a la Barra de Referencia del MEM (Art. 277°).

- Costo marginal de potencia de punta en cada barra  $j$  del MEM (mensual) – Producto del costo marginal de desarrollo de la potencia de punta del SENI multiplicado por el factor de nodo de potencia de punta en el nodo “ $j$ ” (Art. 280°). Las transacciones de potencia son calculadas mensualmente por el OC cada mes conforme la metodología siguiente:

Para liquidar las transacciones económicas (de potencia) en el MEM se utiliza la demanda máxima real anual (Art. 264°).

La demanda de potencia de punta de cada agente del MEM se calcula a partir del consumo medio horario bruto demandado por él o por sus clientes en la hora de punta anual del SENI y sus pérdidas de transmisión (Art. 263°)

El factor de nodo de potencia de punta en cada nodo “ $j$ ” se determina cada mes (en forma prospectiva) a partir de un flujo de carga para la demanda máxima real anual coincidente estimada del SENI, considerando las potencias firmes de generación de ese mes –despacho económico del mes en carga máxima anual (Art. 271°).

Cada mes se fija:

- el costo marginal de potencia de punta en la barra de referencia del MEM, sobre la base del valor definido cada 4 años con la máquina turbogás de referencia; y
- el costo marginal de potencia de punta en cada barra “ $j$ ” del mercado, aplicando a aquél, los factores de nodos de potencia establecidos en el punto anterior.

Sobre ésta se realizan las transacciones con cada agente (Art. 272°):

- los agentes de saldo acreedor (generación) reciben el pago por su potencia firme inyectada (despachada) neta al precio del costo marginal de potencia de su nodo;
- los agentes de saldo deudor (consumo) abonan su demanda neta de punta al precio del costo marginal de potencia de su nodo;

El saldo resultante del cobro de la totalidad de saldos deudores menos la totalidad de saldos acreedores (siempre positivo), constituye el derecho de uso de potencia de punta que integra la remuneración del sistema de transmisión (Art. 272° e.)

En Anexo A se presenta un extracto del cuerpo normativo aquí reseñado.

## **2.5.3 Normativa y Oportunidades de Manipular el Precio**

### **2.5.3.1 Normativa sobre Competencia**

El Art. 11° del Reglamento de Aplicación (RA) de la LGE impide la integración vertical entre las empresas del mercado eléctrico (Generadores, Cogeneradores, Autoproductores y



Distribuidores), los que podrán realizar sólo una de las actividades definidas como generación, transmisión o distribución eléctrica.

Esta exclusión alcanza a toda forma de vinculación: subsidiarias, afiliadas, controlantes o relacionadas.

El artículo señala los mecanismos de contralor de que dispondrá la SIE para auditar el cumplimiento de estas disposiciones, los modos de denunciar comportamientos que violen esta disposición y los mecanismos para hacer cesar y sancionar su ocurrencia.

El Art. 12° del Reglamento de la LGE establece límites al predominio de una empresa o empresas vinculadas entre sí en la actividad de generación eléctrica, disponiendo que la CNE defina hasta qué capacidad de generación podrá ofertar un mismo grupo de empresas vinculadas, expresado como un porcentaje de la demanda máxima.

Faculta a la CNE y a la SIE a tomar medidas para evitar integraciones horizontales en el segmento de generación del SENI que produzcan efectos anticompetitivos en el MEM.

Requiere de la SIE:

- Auditar las fusiones o ventas de acciones que involucren empresas de generación, para garantizar el cumplimiento del porcentaje de integración permitido.
- Evaluar las consecuencias en la restricción a la libre competencia de cualquier contrato o convenio para la venta de energía en el MEM.
- Impedir las prácticas de colusión en la fijación de precios y costos o la ejecución de políticas comunes u otros actos que puedan afectar a otros agentes y/o a los usuarios.
- Diseñar y poner en operación un sistema de monitoreo del funcionamiento del MEM, tanto para el Mercado Spot como de Contratos.

No se ha encontrado en la LGE ni en su reglamentación referencias a las posibilidades de integración entre empresas del sector energético por fuera del subsector eléctrico, por ejemplo, generadores eléctricos y proveedores o transportistas de combustibles.

Siendo el precio de los combustibles una de las variables clave en la determinación del precio de la energía, esta modalidad de integración parecería ser un aspecto relevante.

### **2.5.3.2 Formación del Precios**

El precio de la potencia es calculado por el administrador del mercado sobre la base del costo de desarrollo de la potencia de punta establecido cada 4 años por la SIE.

El precio marginal de la energía viene dado por el Costo Variable de Producción de la última máquina despachada con potencia disponible o por la siguiente máquina aún no despachada disponible según el orden de mérito de costos crecientes.

Este Costo Variable de Producción está formado por:

- El Costo Variable Combustible, función del costo del combustible puesto en la



central y el consumo específico de la unidad

- El Costo Variable no Combustible, con el límite establecido en por ciento del Costo Variable Combustible.

El Costo Variable no Combustible es un valor declarado que tiene un límite fijado por el RA, el consumo específico de cada unidad es un valor que puede ser fácilmente auditado y que está acotado dentro de ciertos valores característicos.

El RA prevé la presentación de facturación probatoria de los costos de adquisición y transporte del combustible, incluidos todos los elementos de su formación, y de auditorías validatorias de su veracidad.

El único parámetro que puede prestarse a ser manipulado en forma significativa es el costo final del combustible puesto en la central, que está formado por el precio de compra del combustible, impuestos, derechos de importación, si los hubiere, y el costo de su transporte hasta la central<sup>5</sup>.

Los otros elementos que intervienen secundariamente en la formación del precio son:

- Orden de mérito – Depende del Costo Variable de Producción, ya analizado.
- Disponibilidad de unidades – Su “mantenimiento mayor” es coordinado por el OC. Sin embargo, requiere atención a los fines de detectar comportamientos estratégicos.
- Factores nodales – Dependen de la ubicación en la red y de la metodología de cálculo usada por el OC. Su influencia es menor.

### **2.5.3.3 Fortalezas y Debilidades de la Normativa**

Desde el punto de vista formal, el marco regulatorio parece ser adecuado para preservar las condiciones de competencia en el mercado eléctrico, en particular en la etapa de generación.

La excepción es el aspecto ya señalado, de posible integración vertical entre generadores y proveedores y/o transportistas de combustibles, que permitiría distorsionar sus costos y forzar precios marginales superiores a los reales.

Teniendo en cuenta el conjunto normativo, la ponderación de su fortaleza está asociada a las siguientes cuestiones:

- ¿Se verifica el cumplimiento de la prohibición de integración vertical? (Art. 11°)
- ¿Tope de generación permitido a un mismo grupo empresario? (Art. 12°)

---

<sup>5</sup> La resolución SIE-17-2007 establece un límite para el costo marginal en barra de referencia en el mercado spot, con lo que el precio de la energía no resultará necesariamente del costo marginal de la unidad generadora que margina. Sin embargo, las implicancias, desde el punto de vista de la competencia y el comportamiento estratégico de los agentes, no se alteran.



- ¿Cómo se verifica su cumplimiento? (Art. 12°)
- ¿Cómo se auditan las fusiones o ventas de acciones de empresas de generación?
- ¿Cómo se evalúan los contratos o convenios para la venta de energía en el MEM?
- ¿El OC verifica la documentación concerniente a los precios de combustibles y su transporte y audita los consumos específicos de las unidades?

#### 2.5.3.4 Propuesta de Adaptaciones. Recomendaciones.

Se ha señalado que la mayor parte de los aspectos normativos requeridos para preservar las condiciones de competitividad en el mercado eléctrico de la República Dominicana están ya contemplados en la reglamentación de la LGE.

Asimismo se señalan algunos aspectos que deberían ser complementados, por vía de reglamentación o de gestión.

En el punto siguiente “Diseño de un sistema de monitoreo” se describe un conjunto de instrumentos que incluyen las medidas que se propone adoptar así como el tipo de actividades de información y vigilancia que se recomienda desplegar para la protección de las condiciones de competitividad en ese mercado.

Allí se refiere la necesidad de definir los límites máximos admitidos para la concentración de la oferta -así como el método que se recomienda para calcular dicho límite-; la importancia de la transparencia de los contratos de venta de energía –modelos de pliego, de contrato y verificación de resultados-; sistemas de información y monitoreo sobre las operaciones de provisión de combustibles, y la vigilancia sobre eventuales comportamientos oportunistas.

También se proponen instrumentos para la verificación sistemática del cumplimiento de estos requisitos, así como complementos a la normativa.

Resulta evidente la necesidad de limitar la capacidad de generación de un mismo grupo empresaria a un porcentaje de la demanda máxima. Un ejemplo destacado en el MEM dominicano es el de AES, cuya participación en el mercado generador en el 2006 era la siguiente:

Centrales	Capacidad
AES Andrés – 100%	319 MW
DOMINICAN POWER PARTNERS-100%	236 MW
ITABO S.A. – 25%	432 MW
<b>Total</b>	<b>987 MW</b>
<b>Demanda máxima 2006</b>	<b>1.760 MW</b>
Porcentaje de participación de AES	56%

## 2.5.4 Diseño de un Sistema de Monitoreo para Anticipar Abusos

### 2.5.4.1 General



El control del poder de mercado es un elemento central en el seguimiento de la competencia en los mercados eléctricos mayoristas.

En la LGE y el RLGE se penaliza el ejercicio del poder de mercado con el fin de incrementar los ingresos (también denominado abuso de posición dominante), no así el tener la “posibilidad” de ejercerlo.

La LGE contiene numerosos preceptos orientados a promover y preservar la competencia (Anexo A).

En un escenario como el mercado eléctrico de la República Dominicana, un sistema de monitoreo de las condiciones de competitividad puede plantearse en cinco módulos:

- Completamiento de las normas reglamentarias que estuvieran pendientes.
- Verificación del cumplimiento de las restricciones en cuanto a integración y concentración.
- Transparencia en los contratos de potencia y energía.
- Transparencia en el abastecimiento de combustibles.
- Vigilancia de comportamientos oportunistas.

Los dos primeros módulos del sistema constituyen elementos estructurales. No garantizan por sí mismos la ausencia de comportamientos anticompetitivos, sino que establecen el marco fundamental destinado a evitarlos.

El tercero y el cuarto módulos son estratégicos. Contienen los instrumentos operativos principales de que ha de valerse el regulador para anticiparse a comportamientos indeseados.

El último módulo es táctico, y comprende la vigilancia permanente frente a posibles manejos circunstanciales que pudieran generar eventuales rentas monopólicas.

#### **2.5.4.2 Completamiento normativo**

Un sistema de vigilancia de condiciones competitivas ha de basarse en normas que deben tener la virtud de combinar eficacia y prudencia.

Quien tenga a su cargo legislar y reglamentar tendrá que evitar dos riesgos que se presentan habitualmente: la sobre-reglamentación, que puede esterilizarse a sí misma por la imposibilidad de ser cumplida, y la falsa tranquilidad que surge del simple dictado de las normas, como si ello bastara para asegurar su cumplimiento.

En la normativa vigente –Reglamento de la LGE- se encuentran los elementos sustanciales que dan sustento a la preservación de condiciones competitivas, donde se destacan la prohibición de integración vertical, las restricciones a la integración horizontal y el mecanismo de formación de precios. Estas normas podrían ser complementadas por otras a ser dictadas por la SIE. En particular, establecer los límites de participación en el mercado que permitan determinar si una empresa o grupo económico tiene poder de mercado o



posición dominante.

Las condiciones que aseguran un mercado competitivo son a menudo más frágiles que los intereses que se mueven en ese mercado. Para proteger tales condiciones existe a nivel internacional una experiencia ya centenaria, y la mejor lección que deja podría resumirse diciendo que ninguna norma de sana competencia es más fuerte que la voluntad de los reguladores para hacerla cumplir.

### **2.5.4.3 Verificación del cumplimiento de las restricciones en cuanto a integración y concentración**

A fin de evitar la integración vertical, la reglamentación del Art 11° introduce tres instrumentos que, adecuadamente explotados, sirven para implantar una rutina de base en la vigilancia de cumplimiento de las normas:

- obligación de presentar informes semestrales,
- obligación de denunciar cambios en las tenencias, y la
- facultad de verificar o requerir certificaciones cabales sobre las circunstancias declaradas.

La información sobre tenencias accionarias no puede limitarse a la acumulación mecánica de información sin procesar. Se vuelve aprovechable por medio de su ingreso sistemático a una base de datos que permita extraer, en cualquier momento, conclusiones en términos de verificación de cumplimiento de obligaciones y restricciones. Y sirve de apoyo para la resolución de casos que se sometan a pronunciamiento, así como para emitir la información periódica que más adelante se propone, y para informes ad-hoc que se requieran.

En lo que se refiere a concentración o integración horizontal, la Reglamentación introduce el concepto de “porcentaje significativo” como un límite que no debería ser superado.

La fijación de este tipo de límite no tiene, desde luego, los mismos grados de libertad en un escenario inaugural –p.e. cuando el proceso de electrificación es joven, o al comienzo de un proceso de desintegración y privatización general- que en un escenario ya establecido.

En un escenario inaugural, pueden ser adoptados límites tan bajos como lo permita la configuración técnica del mercado, asociados al módulo de las plantas mayores, normalmente indivisible, aún cuando la condición de viabilidad económica de la unidad productiva máxima siempre debe cumplirse.

En un escenario ya establecido, deben ser tenidos en cuenta los datos de la realidad, y si se considera necesario establecer límites más severos será aconsejable hacerlo hacia el futuro. Si se preservan las condiciones, el crecimiento natural del mercado operará a favor.

Si se verificase una situación que, aunque consumada, fuese juzgada inconveniente, ha de ponderarse que el proceso de desconcentración forzada enfrenta siempre grandes dificultades y suele plantear conflictos de alto costo para el regulador. Esto no incluye, desde luego, una investigación que descubra una integración ilegal oculta. En dicho caso, la sentencia de desintegración forzada se impone inevitable.



En cuanto al nivel en que debería fijarse el límite como “porcentaje significativo máximo” –no en un escenario inaugural sino en uno ya establecido- aparece recomendable la utilización del indicador IHH.

Adelantamos que las pautas que allí se exponen sugieren diferentes recaudos teniendo en cuenta el grado de concentración que muestre cada mercado y la influencia relativa de los movimientos que se propongan. La aplicación del indicador cuantitativo no es automática, excepto en situaciones particularmente favorables. Si el indicador revela una situación a primera vista objetable, otros análisis son necesarios para determinar si las condiciones particulares de cierta fusión en cierto mercado no introducen o incrementan el riesgo de comportamientos anticompetitivos.

Para verificar el efectivo funcionamiento de este módulo, se considera recomendable que, además de los pronunciamientos sobre casos específicos que sean requeridos, se instituya de modo regular un Informe Público Semestral, por el cual la SIE emita sus conclusiones sobre la situación de tenencias accionarias, el cumplimiento de las restricciones y el grado de concentración en el sector. Esto debería producirse incluso en los períodos en que no se haya registrado apartamiento alguno, dejando constancia de ello.

#### **2.5.4.4 Transparencia de los contratos de potencia y energía**

Se entiende que el mercado eléctrico dominicano es predominantemente un mercado de contratos. La Memoria Anual 2006 del Organismo Coordinador señala que el 94,5% de las transacciones pertenecen a ese grupo. En estos términos, se hace evidente que la herramienta operativa sustancial en términos de impacto sobre los usuarios es la vigilancia de las condiciones de competitividad de los contratos destinados al servicio público. La relación conceptual entre los precios del mercado de contratos y del mercado spot se analiza en el Anexo B.

La idea central es que el precio de contratos trasladables a la tarifa al usuario final deben reflejar costos marginales de largo plazo en condiciones de eficiencia. En otras palabras, el precio de contratos debe ser suficiente para solventar el costo fijo y variable del suministro, en términos tales que se aliente el mantenimiento de la capacidad así como el desarrollo de nuevas centrales, sin generar rentas monopólicas. En términos prácticos, debe tratarse de contratos obtenidos en condiciones de subasta pública vigilada por el regulador.

Existen experiencias internacionales sobre los riesgos que conllevan los contratos de escasa transparencia, así como de la deslegitimación de la figura del contrato a largo plazo.

Sobre los primeros, puede decirse que una contratación no competitiva destinada a trasladar al usuario la carga de rentas monopólicas, no sería más que una reedición de la vieja práctica de ocultar beneficios trasladándolos a proveedores vinculados. Es sabido que uno de los hábitos más difundidos entre las empresas sujetas a regulación –desde las primeras concesiones ferroviarias, un siglo y medio atrás- fue siempre encarecer los costos propios - los que se supone veían los reguladores- comprando equipos e insumos a firmas elegidas, asociadas en forma abierta o solapada.

En el otro extremo, ciertas regulaciones han desalentado los contratos de largo plazo por el simple expediente de no reglamentar sistemas de traslado de precios de eficiencia obtenidos



en subasta. En el límite, la “pasión desreguladora” que se abatió sobre California hacia el 2000 llegó a proscribir los contratos por considerarlos la antítesis de la competitividad.

La lectura de todas estas experiencias revaloriza el rol de los contratos competitivos, y el consiguiente valor instrumental de los preceptos que para su tramitación establezca el regulador.

#### **2.5.4.5 Transparencia en el abastecimiento de combustibles.**

El eslabón que vincula el mercado de combustibles con el mercado eléctrico constituye la clave de la formación del precio en el mercado spot.

Si se tratase de un mercado donde el precio spot se forma por declaración de precios – ofertados en forma horaria por los generadores- habría que admitir que el campo de los comportamientos anticompetitivos se ensancharía bastante. Desde la temprana experiencia británica, hace dos décadas, se puso de manifiesto que la simple declaración de precios – sobre todo en un mercado concentrado- dejaba a la demanda a merced de prácticas que prontamente se revelaron audaces.

Sin embargo, tratándose de un mercado donde los precios se forman sobre la base de costos, tales prácticas, en principio, no tienen lugar. La vigilancia ha de apuntar entonces a asegurar que el criterio técnico de determinación de costos no sufra distorsiones.

La reglamentación provee instrumentos importantes que deben ser utilizados sin excepción. Los costos deben ser auditados, las relaciones porcentuales de costos variables no combustibles deben ser verificadas y actualizadas al nivel de la tecnología disponible.

Pero el punto más importante, como ya se dijo, es el nivel de precios de los combustibles que los generadores declaren. Diversos escenarios son posibles, según se trate de líquidos o carbón, y el grado de intervención pública que se verifique en el proceso de adquisición. Todo lo relacionado con las compras de combustible, sus precios, calidades, rendimiento, condiciones de abastecimiento, contratos de suministro, transporte y toda otra condición de incidencia económica es información que los generadores están obligados a proporcionar, e incluso a documentar.

Una base de datos apta para emitir información sobre las operaciones registradas, cotejadas con las condiciones por cierto volátiles del mercado internacional permitiría al OC emitir información mensual y alertas para el regulador.

#### **2.5.4.6 Vigilancia de comportamientos oportunistas**

Un sistema de formación de precios spot basado en costos declarados deja, al menos en teoría, algunos resquicios para maniobras anticompetitivas.

Típicamente, el precio de mercado puede ser incrementado artificialmente mediante la salida de servicio no programada de alguna o algunas máquinas (“declaración de indisponibilidad”). Bajo determinadas condiciones, el incremento de ingresos de las empresas titulares de las máquinas en operación permitiría resarcir la pérdida de ingresos y otras consecuencias derivadas de la salida intempestiva.

Se reconoce también que no es maniobra que pueda practicarse reiteradamente, al menos no



sin cierta tolerancia del mercado y los organismos responsables.

Desde luego, el sistema de monitoreo debe tener en cuenta la posibilidad de estos comportamientos oportunistas, e incluir las declaraciones de indisponibilidad entre los eventos que, en principio, ameritan un análisis detenido de sus causas y consecuencias.

Entre las tareas que corresponden al monitoreo de maniobras oportunistas se encuentran:

- Detección de intentos de ejercer poder de mercado y empleo de conductas fraudulentas y, en consecuencia, implementación de esquemas para mitigar las conductas anticompetitivas;
- Recolección de información, procesamiento y almacenamiento (incluyendo preparación de informes periódicos con el análisis de la tendencia en el mercado y alertas tempranas de condiciones anómalas del mercado);
- Emisión de respuestas apropiadas en términos de acciones punitivas ante conductas observadas de los participantes del mercado;
- Identificación de fallas en el diseño del mercado y desarrollo de propuestas para afrontarlas.

Los registros en base de datos son necesarios para llevar a cabo tests exploratorios (*screening tests*) que permitan identificar conductas anómalas. Estos tests sirven para identificar conductas competitivas inapropiadas de agentes del mercado que requieren de análisis adicionales detallados. Estos análisis permiten identificar la naturaleza del problema y cuantificar el impacto sobre el desempeño del mercado. Para ello se emplean varias herramientas que incluyen indicadores, simulaciones de mercado, estudios de escenarios de mercado y análisis de sensibilidad.

Dichos análisis permiten identificar el tipo de estrategia anticompetitiva ejercida y las fallas de diseño del mercado que pudieran estar siendo explotadas por sus participantes, así como adoptar medidas inmediatas que incluyen mitigación y castigo en el corto plazo y propuestas de rediseño del mercado en el largo plazo.

Las penalizaciones financieras y operacionales desalientan a los participantes del mercado a repetir tales conductas en el futuro.

El proceso de identificación de prácticas anticompetitivas debe:

- Distinguir entre ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes y condiciones genuinas de escasez de oferta que pudieran conducir a mayores precios.
- Considerar las interrelaciones entre agentes para detectar la capacidad colectiva de tales agentes para ejercer poder de mercado, manipular las reglas de mercado o involucrarse en actividades discriminatorias contra otros agentes.

Resumiendo, los principales pasos de este proceso de monitoreo son:



- Detección de anomalías mediante tests exploratorios
- Cálculo de indicadores apropiados que son comparados con indicadores de referencia. El cálculo de estos indicadores debe tener en consideración los factores exógenos que afectan al mercado.
- Determinación de la naturaleza de la anomalía a partir de la comparación de los indicadores señalados. En caso de que el origen de la anomalía sea conductas anticompetitivas se requiere cuantificar adicionalmente los impactos ocasionados por la conducta.
- Penalización, definiendo si va a ser de tipo financiero u operacional.

En cuanto a la ejecución propiamente dicha de la supervisión del ejercicio de poder de mercado, la SIE puede adoptar tres enfoques:

- Realizar la vigilancia por si
- Responsabilizar al OC de la vigilancia
- Contratar un experto o grupo de expertos que acompañe la evolución del mercado y evalúe periódicamente el nivel de competencia y el posible ejercicio de poder de mercado.

El primer enfoque requerirá incorporar al menos un profesional especializado en simulación de sistemas eléctricos y adquirir el software adecuado para tal tarea y el equipo de computación que resulte necesario. Ese profesional tendría una dedicación mensual del orden del 30% a este tema, quedando disponible para otras actividades de simulación del mercado que pudiera requerir la SIE o la CNE.

El segundo enfoque podría apoyarse en lo indicado en el Artículo 52, apartado b), inciso v) del RLGE, donde se indica que es responsabilidad del OC “cooperar en la promoción de una sana competencia, transparencia y equidad en el mercado mayorista de electricidad y en el Artículo 53 que establece que “.....Serán funciones del Consejo de Coordinación, con carácter enunciativo, las siguientes:

- Cooperar con la CNE y la SIE en la promoción de una sana competencia, transparencia y equidad en el mercado eléctrico;
- Entregar a la SIE las informaciones que ésta solicite y hacer públicos sus cálculos, estadísticas y otros antecedentes relevantes del subsector;

El primer enfoque brinda mayores garantías aunque implica hacer asumir a la SIE responsabilidades para las cuales su estructura no es la más apropiada y que finalmente, ante la necesidad de aplicar sanciones, la SIE se verá obligada a contar con una opinión independiente.

Respecto al segundo enfoque, confiar en una metodología de autorregulación implica



necesariamente efectuar en forma periódica algún tipo de seguimiento o control.

Se considera que el tercer enfoque tiene ventajas relativas.

#### 2.5.4.7 Síntesis del Sistema de Monitoreo

**Tabla 2.2 Competencia. Sistema de Monitoreo**

NIVEL		MÓDULO	PRODUCTO
ESTRUCTURAL	I	Normativo	Reglamento y Normas Complementarias
ESTRUCTURAL	II	Verificación de Cumplimiento de Restricciones	Informes Semestrales Resolución de casos Informes ad-hoc
ESTRATÉGICO	III	Transparencia de los Contratos	Bases y Modelos de Contrato Aprobación de resultados
ESTRATÉGICO	IV	Transparencia en el Abastecimiento de Combustibles	Información mensual Alerta sobre desvíos
TÁCTICO	V	Vigilancia sobre Comportamientos Oportunistas	Alertas eventuales

### 2.5.5 Indicadores de Competencia Utilizados

#### 2.5.5.1 General

Desde que la teoría económica intentó describir la construcción ideal denominada “mercado de competencia perfecta” la condición de atomización de oferentes y demandantes quedó consagrada como una de las condiciones básicas a cumplir.

La “atomización” suele expresarse teóricamente como la existencia de un número infinito de oferentes y demandantes, aunque en los hechos el análisis económico acepta que la condición se cumple cuando ninguno de los oferentes o demandantes está en condiciones de ejercer individualmente alguna clase de influencia sobre el precio o sobre las cantidades negociadas.

La historia económica enseña, sin embargo, que las condiciones de competencia perfecta –o algo que se asemeje– no se sustentan a largo plazo, al menos, no sin ayuda. El propio funcionamiento del mercado competitivo conduce frecuentemente a la concentración, y las prácticas colusivas –acuerdos públicos o secretos sobre precios o cantidades– siempre son posibles.

Tanto la teoría económica como la evidencia empírica apuntan a identificar una relación inversa entre el nivel de competencia y el grado de concentración de oferentes o demandantes. El mercado será más competitivo cuanto menor es el grado de concentración de oferta o demanda, y viceversa. En la medida que disminuye la cantidad de empresas, o



que porciones importantes están en manos de una o de pocas, aparece lo que se denomina del “poder de mercado”, en términos de capacidad de alguna o algunas empresas de establecer precios más altos que los que regirían en un mercado competitivo.

Frente a esta evidencia, la legislación antimonopolio o las normas de defensa de la competencia, en todos los escenarios donde se han implantado, no solamente procuran inhibir y castigar las conductas colusivas y el abuso de las posiciones dominantes. También procuran prevenir y dificultar dichas prácticas mediante limitaciones a la concentración.

Ciertos teóricos cuestionan la existencia de una relación directa entre el grado de concentración y la presencia de beneficios extraordinarios. Se han presentado estudios –no por casualidad desde la Escuela de Chicago- que tratan de demostrar que en escenarios de alta concentración los beneficios siguen dependiendo de la “eficiencia relativa” de los competidores y no del mero ejercicio del poder de mercado.

Pero más allá de aquel debate académico, la experiencia internacional se ha inclinado por implantar, al menos, normas preventivas orientadas a evitar la conformación de mercados monopólicos u oligopólicos, y no porque la mera existencia de éstos conlleve necesariamente abusos del poder de mercado, sino porque simplemente los hace más factibles. En ocasiones, los reguladores se han visto obligados a forzar una desconcentración para revertir una situación que había atravesado el límite de lo deseable, pero es evidente que, para cualquier autoridad, imponer una desconcentración siempre es más difícil que evitar la concentración, de allí la importancia que se otorga a la prevención.

Existen distintos indicadores dirigidos a medir el grado de concentración de la oferta (también podría ser de la demanda) en un mercado- Todos ellos son imperfectos, y por lo tanto su aplicación y resultados son materia de debate. Sin embargo existe también una experiencia internacional en cuanto a lo que revelan los indicadores, y no solamente en términos de medición atemporal, sino también en cuanto al valor de los cambios en el grado de concentración.

### 2.5.5.2 El Índice Herfindahl – Hirschman

El Índice Herfindahl – Hirschman (IHH) es un indicador que se emplea para medir el nivel de concentración de un mercado y para evaluar las posibilidades de que una fusión origine un poder de mercado capaz de alterar las condiciones de competencia.

El índice es la suma de las participaciones de cada empresa en el mercado elevadas al cuadrado:

$$\sum_{i=1}^N S_i^2$$

Donde:

$S_i$  es la participación de cada empresa en el mercado, medida como porcentaje del total

$N$  es el número total de empresas que actúan en ese mercado.

En algunos casos, cuando el mercado bajo estudio es muy numeroso, p.e. cientos de



empresas, se acota el universo a las 50 mayores.

Los valores del índice tienen un rango de variación posible entre 0 y 10.000. A mayor valor del índice, mayor nivel de concentración del mercado. En el límite, el valor 10.000 refleja la existencia de monopolio, una sola empresa que tiene el 100% del mercado.

Inversamente, cuando el valor del índice está más cerca de 0, mayor es la atomización de la oferta y más próxima la condición ideal que describieron los teóricos del mercado perfecto.

Si hay N empresas y cada una de ellas tiene igual porción del mercado, su porción porcentual será 100/N.

Por lo tanto, el  $IHH = N \cdot (100/N)^2 = 10.000/N$ .

Existe un número mínimo de empresas para cada nivel de IHH. Por ejemplo para tener un IHH no mayor de 2000 han de existir por lo menos 5 empresas de magnitud equivalente, o un número mayor si fueran de diferentes dimensiones. A medida que se reduce el número de empresas, el índice de concentración crece en forma exponencial.

En el caso de un mercado en el que exista una empresa dominante a y muchas otras con participación marginal, el valor de  $IHH = a^2 + b^2 + c^2 + \dots$  tiende a acercarse mucho a  $a^2$ . En estas condiciones el IHH todavía se mantendría debajo de 2000 mientras la participación de la empresa líder no fuera superior al 45%.

Organismos del Gobierno Federal de Estados Unidos utilizan el IHH como un elemento de juicio cuantitativo para sus análisis, y las pautas que toman en cuenta para evaluar la situación del mercado frente a una posible fusión consideran tanto la variación del nivel de concentración que la misma representa, como el nivel absoluto de concentración que se alcanzaría.

Se identifican para eso tres niveles de Concentración:

- Baja, cuando el IHH está por debajo de 1000
- Moderada, cuando el IHH está entre 1000 y 1800
- Alta, cuando el IHH excede 1800.

Cuando el aumento del índice resultante de la fusión es menor a 50 puntos, las pautas establecen que la fusión es aceptable para los tres niveles de concentración. Si se comprueba que el aumento del IHH pasaría a ser mayor a 100 puntos la fusión sólo es aceptable si el nivel de concentración es bajo, y objetable para los niveles moderado y alto.

Si la fusión no se juzga aceptable por el análisis cuantitativo, las pautas establecen que se deben realizar otros análisis, más enfocados al caso específico, antes de tomar una decisión, y aquí entra en juego la experiencia y el buen juicio del regulador.

El cuadro siguiente sintetiza las pautas de aplicación del IHH a que nos venimos refiriendo:

Pautas sobre fusiones del Departamento de Justicia de Estados Unidos

Concentración	BAJA	MODERADA	ALTA
---------------	------	----------	------



Aumento del IHH	IHH < 1000	1000 < IHH < 1800	IHH > 1800
Inferior a 50	Aceptar	Aceptar	Aceptar
Entre 50 y 100	Aceptar	Aceptar	Objetar
Superior a 100	Aceptar	Objetar	Objetar

En caso de una fusión de dos empresas, el aumento del valor del índice es equivalente a dos veces el producto de las participaciones de mercado de las empresas fusionadas.

Por ejemplo, si:

$$IHH = a^2 + b^2 + \dots$$

donde a y b son las participaciones de las dos empresas involucradas, en caso de fusión tendremos:

$$IHH = (a + b)^2 + \dots$$

lo que también puede expresarse como:

$$IHH = a^2 + b^2 + 2ab + \dots$$

lo que demuestra que el crecimiento del IHH será igual a 2ab.

Se aprecia la sensibilidad del índice. Para que una operación de fusión produzca un aumento del IHH de ese mercado no mayor a 50 puntos, tendría que tratarse de dos empresas cuyas participaciones respectivas sean del orden del 5%.

Un aspecto a considerar cuando se estudia el HHI es que, en relación con los criterios que se basan en la simulación de la operación, se suele utilizar el índice de Lerner el cual refleja el mark up (la diferencia relativa entre el precio y el costo marginal:

$$ILe = \frac{(P - Cmg)}{P}$$

Donde  $P$  es el precio obtenido y  $Cmg$  el costo marginal del mercado. Puede demostrarse que bajo condiciones de competencia en cantidades (Cournot), el valor del índice de Lerner resulta igual al HHI dividido por la elasticidad de precios de la demanda en el mercado. Por tales motivos el HHI puede tomarse como un indicador respecto a en cuanto el precio podría crecer por sobre el costo marginal de producción en ausencia de controles de competencia.

En muchos mercados es prácticamente imposible calcular el índice de Lerner debido a la inexistencia de información referida a costos marginales, cosa que no sucede en el mercado eléctrico, donde la información acumulada sobre costos y precios es abundante. El índice de Lerner es particularmente útil en mercados en los que los generadores pueden ofertar su generación a precios no limitados. En el caso de regulaciones donde los precios surgen a partir de las declaraciones auditadas de costos de los generadores, la posibilidad de existencia de un markup sobre el costo marginal es poco significativa.

Debe señalarse que el HHI sólo identifica situaciones donde algunas empresas pueden poseer suficiente poder de mercado para restringir la competencia en un mercado. El índice

no permite determinar si las empresas ejercen efectivamente dicho poder de mercado. Su utilidad fundamental radica en actuar como herramienta en el control de fusiones y adquisiciones en el mercado. El índice subestima la capacidad que poseen las empresas para aumentar los precios en períodos de picos de demanda.

### 2.5.5.3 El Índice Estándar

Otro indicador del grado de concentración es el llamado Índice Estándar (IE), que toma en cuenta el porcentaje de la oferta (o de la demanda) que cubre el grupo de las empresas más grandes. Mide tanto el número de generadores como la asimetría de sus participaciones.

La cantidad de empresas que se tomen en cuenta es convencional, pero se admite que debe ser un número lo bastante pequeño como para facilitar un comportamiento colusivo. Así se usan el I-4 (índice de concentración de las cuatro mayores empresas) y el I-8 (índice de concentración de las ocho mayores empresas).

Para que un mercado se considere de baja concentración, el I-8 no debería alcanzar el 25%.

Entre 25% y 50%, el I-8 revela una concentración moderada, y si supera este último valor, se considerará de alta concentración.

Según otra interpretación, se alcanza el nivel de alta concentración cuando el I-4 es mayor de 60%.

A fines ilustrativos se incluyen a continuación los valores del HHI para los países de Centro América para el período comprendido entre 1990 y 2002.

**Tabla 2.3 Concentración de la oferta en Centroamérica**

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Número de Empresas Generadoras						
1990	3	1	1	1	5	1
1995	12	2	7	2	18	1
2000	20	13	12	11	35	11
<b>2002</b>	<b>22</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>9</b>	<b>37</b>	<b>11</b>
Participación % en el mercado de la empresa mayor						
1990	95,3	99,9	100,0	94,8	91,2	93,8
1995	61,6	93,9	68,4	99,4	91,6	94,9
2000	45,1	50,5	56,3	42,6	75,7	37,2
<b>2002</b>	<b>30,0</b>	<b>24,3</b>	<b>35,3</b>	<b>40,4</b>	<b>77,8</b>	<b>37,3</b>
Participación % en el mercado de las tres mayores empresas						
1990	100,0	100,0	100,0	100,0	97,3	100,0
1995	91,7	93,9	97,4	100,0	97,1	100,0
2000	67,4	85,6	83,9	81,6	83,7	75,5
<b>2002</b>	<b>66,4</b>	<b>64,0</b>	<b>70,4</b>	<b>80,6</b>	<b>85,2</b>	<b>76,3</b>
HHI (Herfindahl – Hirschman Index)						
1990	9.112	9.987	10.000	9.022	8.347	8.816
1995	4.411	8.816	5.108	9.976	8.408	9.025



2000	2.420	3.329	3.679	2.665	5.887	2.364
<b>2002</b>	<b>1.793</b>	<b>1.776</b>	<b>2.077</b>	<b>2.569</b>	<b>6.093</b>	<b>2.374</b>

Fuente : Cepal - Evaluación de diez años de reforma en la industria eléctrica en el Istmo Centroamericano

#### 2.5.5.4 Índices en el Mercado Eléctrico de la República Dominicana

El ejercicio de aplicación de los índices se realiza sobre la base de la información contenida en la “Memoria Anual 2006” del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana.

##### a) Por Potencia

Se examina en primer lugar la distribución de la oferta desde el punto de vista de la capacidad instalada. En el Tabla 2.3 se presenta la lista de empresas generadoras, con su capacidad instalada y participación porcentual, tal como son informadas en el documento fuente (Tabla 02).

Se presenta asimismo la columna correspondiente al cuadrado de las participaciones porcentuales, con el valor del IHH resultante (1174) que corresponde a concentración moderada.

El mismo listado de empresas se ordena según su participación porcentual en forma decreciente, a los fines de determinar el IE. Los valores resultantes indican una concentración alta.

**Tabla 2.4 Índices de Competencia sin agrupamientos económicos (Potencia)**

EMPRESA	MW	PART. %	IHH	EMPRESA	MW	PART. %	IE	
AES Andrés	319	9,98	99,60	HAINA	663,4	20,75		
CEPP	76,9	2,4	5,76	EGEHID	469,3	14,68		
DPP	236	7,38	54,46	ITABO	432,5	13,53		
GPLV	194,5	6,09	37,09	AES Andrés	319,0	9,98	<b>58,94</b>	I-4
HAINA	663,4	20,75	430,56	CESPM	300,0	9,39		
ITABO	432,5	13,53	183,06	DPP	236,0	7,38		
LAESA	31,4	0,98	0,96	GPLV	194,5	6,09		
MAXON	30,0	0,94	0,88	SMITH ENRON	185	5,79	<b>87,59</b>	I-8
METALDOM	42,0	1,31	1,72	SEABORD	116,3	3,64		
MONTE RÍO	100	3,13	9,80	MONTE RÍO	100,0	3,13		
SEABORD	116,3	3,64	13,25	CEPP	76,9	2,40		
CESPM	300,0	9,39	88,17	METALDOM	42,0	1,31		
SMITH ENRON	185,0	5,79	33,52	LAESA	31,4	0,98		
EGEHID	469,3	14,68	215,50	MAXON	30,0	0,94		
Total	3196,2	100,00	<b>1174,34</b>	Total	3196,2	100,00		

Fuente: Memoria OC .2006

Sin embargo, una apropiada utilización de los índices aconseja tomar en cuenta no ya las unidades empresarias como tales, sino los grupos de control a las que las mismas responden, asumiendo que empresas controladas por un mismo accionista principal actuarán en el mercado respondiente a una estrategia de grupo.

La información disponible (documento “Composición Accionaria – Diciembre 2006”) aún



cuando no abarca la totalidad de las empresas, contiene elementos que permiten modificar el análisis inicial.

En principio, las generadoras AES Andrés y DPP aparecen respondiendo a un mismo grupo accionario. El cuadro de participaciones resulta modificado según Tabla 2.4; el IHH cambia a 1321, con un aumento de **147** puntos. El IE indica desde luego una concentración aún más alta.

**Tabla 2.5 Índices de Competencia con AES + DPP (Potencia)**

EMPRESA	MW	PART. %	IHH	EMPRESA	MW	PART. %	IE	
AES Andrés + DPP	555	17,36	301,37	HAINA	663,4	20,75		
CEPP	76,9	2,4	5,76	AES Andrés + DPP	555	17,36		
GPLV	194,5	6,09	37,09	EGEHID	469,3	14,68		
HAINA	663,4	20,75	430,56	ITABO	432,5	13,53	<b>66,32</b>	I-4
ITABO	432,5	13,53	183,06	CESPM	300	9,39		
LAESA	31,4	0,98	0,96	GPLV	194,5	6,09		
MAXON	30	0,94	0,88	SMITH ENRON	185	5,79		
METALDOM	42	1,31	1,72	SEABORD	116,3	3,64	<b>91,23</b>	I-8
MONTE RÍO	100	3,13	9,80	MONTE RÍO	100	3,13		
SEABORD	116,3	3,64	13,25	CEPP	76,9	2,4		
CESPM	300	9,39	88,17	METALDOM	42	1,31		
SMITH ENRON	185	5,79	33,52	LAESA	31,4	0,98		
EGEHID	469,3	14,68	215,50	MAXON	30	0,94		
Total	3196,2	100	<b>1321,65</b>	Total	3196,2	100		

Fuente: Memoria OC .2006

Adicionalmente, ha de tomarse en cuenta que la generadora ITABO, una de las más importantes por su dimensión, cuenta entre sus accionistas con una participación significativa (25%) del grupo AES.

El ejercicio puede avanzar entonces considerando la probable actuación en el mercado de un grupo formado por AES Andrés-DPP-ITABO (Tabla 2.5).

Aquí se manifiesta un cambio más importante, ya que el IHH pasa a 1791, con un aumento de **617** puntos respecto de la situación inicial. El IE varía desde luego en el mismo sentido.

**Tabla 2.6 Índices de Competencia con AES + DPP + ITABO (Potencia)**

EMPRESA	MW	PART. %	IHH	EMPRESA	MW	PART. %	IE	
AES Andrés + DPP+ITABO	987,5	30,89	954,19	AES Andrés + DPP+ITABO	987,5	30,89		
CEPP	76,9	2,4	5,76	HAINA	663,4	20,75		
GPLV	194,5	6,1	37,09	EGEHID	469,3	14,68		
HAINA	663,4	20,8	430,56	CESPM	300	9,39	<b>75,71</b>	I-4
LAESA	31,4	0,98	0,96	GPLV	194,5	6,09		
MAXON	30,0	0,94	0,88	SMITH ENRON	185	5,79		
METALDOM	42,0	1,31	1,72	SEABORD	116,3	3,64		
MONTE RÍO	100,0	3,13	9,80	MONTE RÍO	100,0	3,13	<b>94,36</b>	I-8
SEABORD	116,3	3,64	13,25	CEPP	76,9	2,4		



CESPM	300,0	9,39	88,17	METALDOM	42,0	1,31		
SMITH ENRON	185,0	5,79	33,52	LAESA	31,4	0,98		
EGEHID	469,3	14,68	215,50	MAXON	30,0	0,94		
Total	3196,2	100	<b>1791,41</b>	Total	3196,2	100		

Fuente: Memoria OC .2006

Todavía es posible avanzar un paso más, teniendo en cuenta que el grupo COASTAL, que también participa de un 25% en ITABO, es controlante de la generadora CEPP.

Si se considerase la hipotética actuación en el mercado de las empresas AES Andrés-DPP-ITABO-CEPP como un único grupo (Tabla 2.6)), el IHH aumenta a 1939, con un incremento de **765** puntos respecto a la situación inicial. Con este valor, el mercado ya entraría en la categoría de altamente concentrado.

**Tabla 2.7 Índices de Competencia con AES + DPP + ITABO + CEPP (Potencia)**

EMPRESA	MW	PART. %	IHH	EMPRESA	MW	PART. %	IE	
AES Andrés + DPP+ITABO+CEPP	1064,4	33,29	1108,22	AES Andrés + DPP+ITABO+CEPP	1064,4	33,29		
GPLV	194,5	6,09	37,09	HAINA	663,4	20,75		
HAINA	663,4	20,75	430,56	EGEHID	469,3	14,68		
LAESA	31,4	0,98	0,96	CESPM	300,0	9,39	<b>78,11</b>	I-4
MAXON	30,0	0,94	0,88	GPLV	194,5	6,09		
METALDOM	42,0	1,31	1,72	SMITH ENRON	185	5,79		
MONTE RÍO	100,0	3,13	9,80	SEABORD	116,3	3,64		
SEABORD	116,3	3,64	13,25	MONTE RÍO	100,0	3,13	<b>96,76</b>	I-8
CESPM	300,0	9,39	88,17	METALDOM	42,0	1,31		
SMITH ENRON	185,0	5,79	33,52	LAESA	31,4	0,98		
EGEHID	469,3	14,68	215,50	MAXON	30,0	0,94		
Total	3196,2	100,0	<b>1939,68</b>	Total	3196,2	100,0		

Fuente: Memoria OC .2006

#### b) Por Energía

Ahora bien, el análisis de la concentración desde el punto de vista de la capacidad instalada puede proporcionar una información sesgada sobre la real participación de las generadoras en el mercado, en tanto que aquellas proporciones no se corresponden normalmente con la oferta. Recurrimos entonces a la información sobre empresas generadoras, producción inyectada en el sistema y participación porcentual, tal como son informadas en el documento fuente (Tabla 18).

Este listado se presenta en la Tabla 2.7, en el que se agrega la columna correspondiente al cuadrado de las participaciones porcentuales, con el valor del IHH resultante (1267) que también corresponde a concentración moderada.

El mismo listado de empresas se ordena según su participación porcentual en forma decreciente, a los fines de determinar el IE. Los valores resultantes indican una concentración alta.

**Tabla 2.8 Índices de Competencia sin agrupamientos económicos (Energía)**

EMPRESA	GWh	PART. %	IHH	EMPRESA	GWh	PART. %	IE	
AES Andrés	1582,2	14,9	222,01	HAINA	1757,1	16,6		

EMPRESA	GWh	PART. %	IHH	EMPRESA	GWh	PART. %	IE	
CEPP	339,4	3,2	10,24	EGEHID	1745,4	16,5		
DPP	94,0	0,9	0,81	AES Andrés	1582,2	14,9		
GPLV	765,7	7,2	51,84	ITABO	1574,8	14,9	<b>62,9</b>	I-4
HAINA	1757,1	16,6	275,56	CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6		
ITABO	1574,8	14,9	222,01	SEABORD	777,6	7,3		
LAESA	48,8	0,5	0,25	GPLV	765,7	7,2		
MAXON	0	0	0,00	MONTE RÍO	495,7	4,7	<b>93,7</b>	I-8
METALDOM	184,4	1,7	2,89	CEPP	339,4	3-ene		
MONTE RÍO	495,7	4,7	22,09	METALDOM	184,4	1,7		
SEABORD	777,6	7,3	53,29	DPP	94,0	0,9		
CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6	134,56	LAESA	48,8	0,5		
EGEHID	1745,4	16,5	272,25	MAXON	0	0		
Total	10593,1	100,0	<b>1267,80</b>	Total	10593,1	100,0		

Fuente: Memoria OC .2006

Reiterando los pasos del ejercicio realizado con respecto a la capacidad instalada, se modifica la tabla (Tabla 2.8) unificando las generadoras AES Andrés y DPP en un mismo grupo accionario.

El cuadro de participaciones resulta así modificado y el IHH cambia a 1294, con un aumento de **26** puntos. El IE indica desde luego una concentración algo más alta. Ninguno de los dos índices se ve afectado en forma significativa.

**Tabla 2.9 Índices de Competencia con AES + DPP (Energía)**

EMPRESA	GWh	PART. %	IHH	EMPRESA	GWh	PART. %	IE	
AES Andrés +DPP	1676,2	15,8	249,64	HAINA	1757,1	16,6		
CEPP	339,4	3,2	10,24	EGEHID	1745,4	16,5		
GPLV	765,7	7,2	51,84	AES Andrés +DPP	1676,2	15,8		
HAINA	1757,1	16,6	275,56	ITABO	1574,8	14,9	<b>63,8</b>	I-4
ITABO	1574,8	14,9	222,01	CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6		
LAESA	48,8	0,5	0,25	SEABORD	777,6	7,3		
MAXON	0	0	0,00	GPLV	765,7	7,2		
METALDOM	184,4	1,7	2,89	MONTE RÍO	495,7	4,7	<b>94,6</b>	I-8
MONTE RÍO	495,7	4,7	22,09	CEPP	339,4	3-ene		
SEABORD	777,6	7,3	53,29	METALDOM	184,4	1,7		
CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6	134,56	LAESA	48,8	0,5		
EGEHID	1745,4	16,5	272,25	MAXON	0	0		
Total	10593,1	100	<b>1294,62</b>	Total	10593,1	100		

Fuente: Memoria OC .2006

En el siguiente paso, se considera la probable actuación en el mercado de un grupo formado por AES Andrés-DPP-ITABO (Tabla 2.9).

Aquí se manifiesta un cambio más importante, ya que el IHH pasa a 1765, con un aumento de **497** puntos respecto de la situación inicial.

El IE varía en el mismo sentido. El mercado se acerca al límite de lo que se considera concentración moderada.

**Tabla 2.10 Índices de Competencia con AES + DPP + ITABO (Energía)**

EMPRESA	GWh	PART. %	IHH	EMPRESA	GWh	PART. %	IE
AES Andrés + DPP+ITABO	3251	30,7	942,49	AES Andrés + DPP+ITABO	3251	30,7	
CEPP	339,4	3,2	10,24	HAINA	1757,1	16,6	
GPLV	765,7	7,2	51,84	EGEHID	1745,4	16,5	
HAINA	1757,1	16,6	275,56	CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6	<b>75,4</b> I-4
LAESA	48,8	0,5	0,25	SEABORD	777,6	7,3	
MAXON	0	0	0,00	GPLV	765,7	7,2	
METALDOM	184,4	1,7	2,89	MONTE RÍO	495,7	4,7	
MONTE RÍO	495,7	4,7	22,09	CEPP	339,4	3,2	<b>97,8</b> I-8
SEABORD	777,6	7,3	53,29	METALDOM	184,4	1,7	
CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6	134,56	LAESA	48,8	0,5	
EGEHID	1745,4	16,5	272,25	MAXON	0	0	
Total	10593,1	100	<b>1765,46</b>	Total	10593,1	100	

Fuente: Memoria OC .2006

Finalmente, se considera la hipotética actuación en el mercado de las empresas AES Andrés-DPP-ITABO-CEPP como un único grupo (Tabla 2.10).

El IHH aumenta a 1962, con un incremento de **694** puntos respecto a la situación inicial.

Con este valor, el mercado ya entra en la categoría de altamente concentrado.

**Tabla 2.11 Índices de Competencia con AES+DPP+ITABO+CEPP (Energía)**

EMPRESA	GWh	PART. %	IHH	EMPRESA	GWh	PART. %	IE
AES Andrés + DPP+ITABO+CEPP	3590,4	33,9	1149,21	AES Andrés + DPP+ITABO+CEPP	3590,4	33,9	
GPLV	765,7	7,2	51,84	HAINA	1757,1	16,6	
HAINA	1757,1	16,6	275,56	EGEHID	1745,4	16,5	
LAESA	48,8	0,5	0,25	CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6	<b>78,6</b> I-4
MAXON	0	0	0,00	SEABORD	777,6	7,3	
METALDOM	184,4	1,7	2,89	GPLV	765,7	7,2	
MONTE RÍO	495,7	4,7	22,09	MONTE RÍO	495,7	4,7	
SEABORD	777,6	7,3	53,29	METALDOM	184,4	1,7	<b>99,5</b> I-8
CDEEE(IPP's)	1228,1	11,6	134,56	LAESA	48,8	0,5	
EGEHID	1745,4	16,5	272,25	MAXON	0	0	
Total	10593,1	100	<b>1961,94</b>	Total	10593,1	100	

Fuente: Memoria OC .2006

#### 6.4 Utilización de los índices

La aplicación del índice IHH, o del IE, sea en su versión I-8 o I-4, produce diferentes resultados. A igualdad de condiciones, el IE acusa un grado de concentración mayor que el IHH.

El IE se orienta a la estimación de la porción del mercado que está en manos de un grupo de grandes empresas, previa y arbitrariamente definido, catalogado como apto para llevar a cabo algún tipo de comportamiento anticompetitivo. Si un grupo de cuatro o de ocho empresas concentra una parte mayoritaria del mercado, el índice IE no distingue la forma en que esa porción está distribuida.



Sin embargo, puede suponerse que el comportamiento no será el mismo según se trate de varios competidores de dimensión comparable o no. En este sentido, se reconoce que el IE proporciona información contundente, pero más imprecisa.

El IHH es más sensible a la dimensión relativa de las empresas que actúan en el mercado. Si la distribución es relativamente uniforme el índice IHH producirá valores más bajos que cuando una empresa controla una porción mucho mayor.

Otro atributo no menos importante en el IHH, y que seguramente contribuye a explicar por qué mantiene su vigencia en los ámbitos regulatorios, es su sensibilidad para medir los cambios en el mercado.

Supongamos por ejemplo que cuatro empresas controlan el 60% de la oferta de un mercado, y dos de ellas anuncian una fusión. El IE seguirá dando la misma información antes y después de la fusión, lo cual sería de poca ayuda para la autoridad regulatoria que fuese convocada a pronunciarse sobre la fusión.

De esa fusión podría resultar una nueva empresa que ocupe el 50% del mercado, o que sólo alcance, por ejemplo, el 8%. Un abanico de escenarios de este tipo es posible y obliga a atender las dimensiones relativas de las empresas actuantes, y el regulador debería ser capaz de ponderar las diferencias.

Un antecedente interesante de aplicación tuvo lugar en el mercado de generación eléctrica argentino en el año 2001, cuando el grupo AES Corp. incorporó al grupo chileno GENER. En el mercado eléctrico argentino, ambos formaban parte del conjunto de cuatro mayores conglomerados propietarios de centrales, conjunto que incluía la familia de generadoras estatales.

El análisis efectuado por el Ente Regulador de Electricidad de la Argentina puso de manifiesto que en ese mercado –que en ese momento registraba un grado de concentración todavía moderada- la fusión propuesta provocaría un incremento del índice de concentración IHH del orden de 200 puntos en cuanto a la oferta de energía y de más de 400 puntos en cuanto a la potencia instalada.

Ello resultaba agravado por la circunstancia de que en esa época el gobierno argentino había decidido modificar el régimen de formación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista. Se preveía pasar de un sistema de costos auditados a un sistema de precios libremente declarados (aunque esta modificación quedó finalmente sin efecto).

Al mismo tiempo, el Organismo Encargado del Despacho (CAMMESA) realizó simulaciones de las que resultaba que, de aceptarse la fusión, el grupo adquiriría poder de mercado suficiente como para estar en capacidad de provocarse beneficios adicionales significativos, a través de manejos oportunistas de las “declaraciones de máquinas indisponibles”-

En virtud de estos argumentos, la fusión fue autorizada sólo cuando el adquirente revendió a un tercer grupo los activos de generación de GENER en la Argentina.



### **2.5.6 Pliego de Bases y Condiciones y Modelo de Contrato para la Compra de Energía y Potencia**

La regulación vigente en el Mercado Eléctrico Mayorista dominicano sobre cubrimiento de la demanda de distribuidores prevé que esa demanda se encuentre contratada en un porcentaje nominal del 80%, permitiendo la comercialización de las diferencias contractuales en el Mercado Spot.

Por su parte, la demanda de los Usuarios No Regulados no tiene obligación de satisfacer un determinado nivel de cubrimiento contractual, adquiriendo los eventuales faltantes en el Mercado Spot.

En esas condiciones, la competencia en el mercado mayorista eléctrico se ejerce substancialmente en el Mercado de Contratos durante el proceso de licitación y contratación del abastecimiento. De allí la necesidad de que la SIE supervise y reglamente dicha actividad.

En un llamado a licitación, la información más importante que debe presentar el comprador es la relativa a la curva de carga, es decir, la potencia y la energía a consumir, además de los datos de la empresa, la fecha límite para la recepción de ofertas, la adjudicación y la revisión del contrato, entre otros.

En cuanto a la curva de carga, se suelen indicar la potencia y la energía con el mismo nivel de detalle con el que es realizada la medición. Se pueden indicar valores máximos o medios con una tolerancia en forma horaria, agrupados por bandas horarias (valle, resto, pico), tipo de día (hábil, sábado, domingo), estación (verano, invierno), etc.

Las Bases o Términos de Referencia de las licitaciones de compra de energía eléctrica deben incluir como mínimo:

- Definiciones: nombres, términos, o designaciones que se utilizarán en el cuerpo del contrato.
- Marco de Referencia: leyes, reglamentos, resoluciones, decretos, etc. que rigen el funcionamiento del mercado y que regirán ante sucesos no previstos en forma explícita.
- Objeto: motivo y tipo de contrato (si el marco normativo permitiese más de una variante). Características del suministro: Curva de Demanda, Tensión, frecuencia, punto de entrega (barra), Tipo de contrato, Otros
- Plazo y vigencia: fechas de inicio y expiración del contrato.
- Características del suministro: curva de carga que el vendedor se compromete a suministrar, calidad de la misma, punto de entrega.
- Costo del Transporte: responsable del pago del Peaje.



- Precio: de la energía, la potencia y eventualmente otros.
- Fórmulas de ajuste: valores de referencia para el cálculo, periodicidad de los ajustes, etc.
- Responsabilidad sobre el pago de impuestos.
- Medición: tipo o normas a las que deben ajustarse los equipos necesarios para efectuar las mediciones.
- Facturación y Pago: periodicidad de la facturación, responsable de la emisión y entrega de la factura, los plazos de pago, lugar y formas de pago, etc.
- Mora: plazo a partir del cual se considerará al comprador como moroso, intereses de aplicación.
- Incumplimiento: consecuencias del incumplimiento, causales de rescisión del contrato, fórmulas para calcular indemnizaciones.
- Garantías (generalmente de la vendedora): tipo de garantías, oportunidad de entrega y monto.
- Cesión: prohibición de ceder los derechos y obligaciones emergentes del contrato sin previa autorización de la otra parte, tiempo de anticipación para solicitar la cesión.
- Arbitraje y Jurisdicción: entidad a la que se recurrirá en caso de que las partes no puedan resolver eventuales controversias.
- Domicilios: lugares en donde las partes constituirán domicilio.
- Fuerza Mayor: causales que facultan a las partes a suspender el cumplimiento de sus obligaciones; plazos para que las partes notifiquen, demuestren, acepten, rechacen, etc. la ocurrencia de un hecho de esta naturaleza; imposibilidad de reclamar compensaciones o indemnizaciones.
- Renuncia: imposibilidad de las partes de renunciar a los derechos y obligaciones emergentes del contrato sin previa autorización de la otra parte; tiempo de anticipación para solicitar la renuncia.
- Intereses: tasa de referencia (más un posible incremento) a aplicar sobre importes adeudados.
- Aceptación: forma en que deben proceder las partes para que se considere aceptado el contrato, la fecha límite, etc.

En el Anexo C pueden verse el modelo de Bases y Condiciones para la compra de Energía y Potencia.



### **2.5.7 Implementación del Sistema de Información para la Detección de Prácticas Anticompetitivas.**

Más arriba se describieron las diversas medidas y dispositivos a adoptar para prevenir prácticas anticompetitivas, así como para establecer un sistema de vigilancia sobre posibles comportamientos abusivos.

La Implementación de dichas propuestas requiere de la ejecución de ciertos pasos iniciales, denominados “de implantación”, así como la ejecución sistemática de los procedimientos que se describen como rutinas de operación.

#### **a) Pasos de implantación**

- Diseño y alimentación inicial de la base de datos sobre tenencias accionarias y participación en la oferta de potencia y energía y sobre operaciones y contratos de suministro de combustible. Designación de responsables.
- Completamiento normativo que estuviera pendiente:
  - Determinación del porcentaje significativo según el art. 12 del Reglamento LGE.
  - Adopción de criterios de aceptabilidad por medio de la aplicación del Índice IHH.
  - Establecimiento del Informe semestral sobre concentración de la propiedad y cumplimiento de las normas preventivas de concentración horizontal y vertical.
  - Reglamento de procedimiento para la tramitación de denuncias por incumplimientos e investigaciones de oficio
  - Aprobación de los pliegos de bases y condiciones y de modelo de contrato de compra venta de energía y potencia.

#### **b) Rutinas de operación**

- Sobre la prevención de la concentración:
  - Procesamiento de la información presentada por las Empresas Eléctricas (Reglamento de la LGE, Art. 11 – (Modificado por el Decreto 749-02) sobre tenencias y participación
  - Emisión del Informe Semestral
  - Tratamiento de solicitudes de autorización
  - Investigación de casos de posibles apartamientos o presunción de violación de normas
  - Investigaciones especiales y emisión de informes a requerimiento de autoridades superiores.
  
- Sobre la información de costos:

- Plan anual de auditorías sobre costos de generadores, rendimiento de combustibles y otras relaciones técnicas.
- Análisis sistemático de todas las indisponibilidades que se produzcan en equipos de generación y transporte.
- Investigación de casos de apartamientos o presunción de violación de normas.
- Sobre la transparencia de los contratos de suministros:
  - Aprobación de las convocatorias a subasta para contratos de abastecimiento.
  - Vigilancia en cuanto a la publicidad, y los actos de recepción y apertura de ofertas.
  - Aprobación de las adjudicaciones.
- Sobre la transparencia del abastecimiento de combustible:
  - Procesamiento de la información ingresada en la base de datos.
  - Plan anual de auditorías sobre operaciones de abastecimiento de combustibles. Veracidad y consistencia de los datos en relación al mercado.
  - Investigación de casos de denuncia o presunción de comportamientos colusivos.

En el Anexo F del presente se acompaña una descripción de un software elaborado y comercializado por London Economics Internacional LLC y destinado especialmente a la detección de situaciones de abuso de posición dominante en un mercado eléctrico.

Este tipo de software estudia especialmente el comportamiento de la oferta en las discontinuidades en la curva de precios/demanda y sobre la integración del mercado para determinar la magnitud en la cual los precios pueden desviarse del costo marginal, tal como se muestra en la figura.





ConCol



## ANEXO A

Hojas del archivo:

ETED VNR.xls

*(Ídem Cuarto Informe Parcial)*

# Requerimientos de Ingreso del AÑO BASE

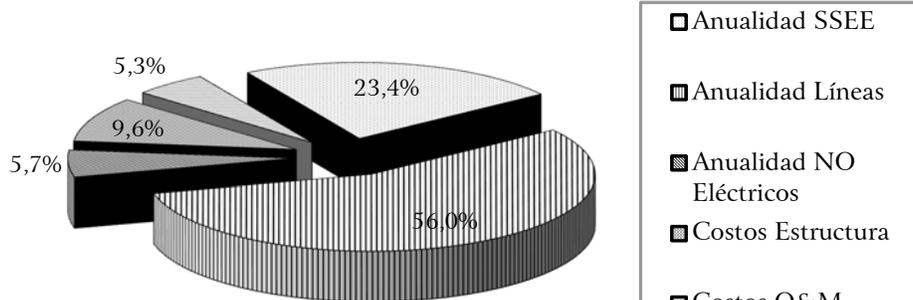
## VARIABLES FINANCIERAS

Tasa de descuento	12.00% anual
FRC	12.41% anual
FA	0.4% anual
Vida útil Activos Eléctricos	30 años
Vida útil Activos NO Eléctricos	indicada

## RESULTADOS

			VNR	Anualidad	Incidencia
Anualidad Activos	Anualidad SSEE	[U\$S]	167,784,680	20,829,404	23.4%
	Anualidad Líneas	[U\$S]	401,160,213	49,801,496	56.0%
	Anualidad NO Eléctrico	[U\$S]	31,482,734	5,084,940	5.7%
Costos de Explotación	Costos Estructura	[U\$S]		8,516,378	9.6%
	Costos O&M	[U\$S]		4,735,655	5.3%
<b>TOTAL</b>		<b>[U\$S]</b>	<b>600,427,627</b>	<b>[U\$S]</b> <b>88,967,873</b>	
				<b>[U\$S/mes]</b> <b>7,413,989</b>	

Composición de los Requerimientos de Ingreso de la ETED





## ANUALIDAD ACTIVOS ELÉCTRICOS - AÑO BASE

<b>SUBESTACIONES</b>	Cantidad	VNR	Servidumbre	Total	Anualidad
		[U\$S]	[U\$S]	[U\$S]	[U\$S]
<b>INFRAESTRUCTURA DE SSEE</b>					
345 kV	0	0		0	0
138 kV	58	22,013,185		22,013,185	2,732,797
69 kV	26	6,380,473		6,380,473	792,095
<b>TOTAL</b>				<b>28,393,657</b>	<b>3,524,892</b>
<b>CAMPOS DE SSEE</b>					
345 kV	0	0		0	0
138 kV	204	66,363,137		66,363,137	8,238,563
69 kV	149	28,475,562		28,475,562	3,535,060
<b>TOTAL</b>				<b>94,838,699</b>	<b>11,773,623</b>
<b>MÁQUINAS</b>					
Capacitores - 69 kV	4	1,308,324		1,308,324	162,420
Transformadores - 345/138 kV	0	0		0	0
Transformadores - 138/69 kV	17	37,248,085		37,248,085	4,624,114
Transformadores - 138/69/MT kV	3	5,995,916		5,995,916	744,355
Transformadores - 69/MT kV	0	0		0	0
<b>TOTAL</b>				<b>44,552,324</b>	<b>5,530,888</b>
<b>LÍNEAS</b>					
	Cantidad	VNR	Servidumbre	Total	Anualidad
	[km]	[U\$S]	[U\$S]	[U\$S]	[U\$S]
345 kV - Celosía	0.0	0	0	0	0
138 kV - Celosía	644.4	76,577,543	708,871	77,286,414	9,594,618
138 kV - Concreto	687.9	79,892,154	4,540,249	84,432,403	10,481,747
138 kV - Concreto (Urbano)	208.19	40,617,322	916,036	41,533,358	5,156,103
138 kV - Metálico (Urbano)	36.17	10,771,175	159,148	10,930,323	1,356,930
69 kV - Celosía	839.2	76,225,728	923,131	77,148,859	9,577,542
69 kV - Concreto	909.9	107,073,747	2,755,109	109,828,856	13,634,556
<b>TOTAL</b>				<b>401,160,213</b>	<b>49,801,496</b>



## ANUALIDAD ACTIVOS NO ELÉCTRICOS - AÑO BASE

<b>EDIFICIOS y TERRENOS</b>	Superficie	Cantidad	Precio	Total	Vida Útil	Anualidad
	[m2]		[U\$S/m2]	[U\$S]	[años]	[U\$S]
Edificio Sede Central	1,760	1	3,000	5,280,000	90	633,624
Edificios Regionales	1,430	3	1,500	6,435,000	90	772,229
Depósitos	1,500	3	500	2,250,000	30	279,323
Terrenos de SSEE	294,000		1	294,000		35280
<b>TOTAL</b>				14,259,000		1,720,456

**ELEMENTOS DE OFICINA PARA CONFORMACIÓN DE MÓDULOS**

Celular		236	100.0	23,600	3	9,826
Equipamento PC		317	800.0	253,600	5	70,351
Software PC		317	1,000.0	317,000	5	87,939
Escritorio de 3 cajones		187	348.0	65,082	10	11,518
Escritorio director		22	295.4	6,498	10	1,150
Mesa de reunión director		22	492.1	10,827	10	1,916
Silla		471	72.8	34,273	10	6,066
Silla presidente		22	195.3	4,297	10	761
Cajonera		339	81.0	27,459	10	4,860
Armario director		125	215.8	26,976	10	4,774
Armario ejecutivo		219	1,666.0	364,845	10	64,572
Accesorios		408	95.0	38,760	10	6,860
Notebook		64	2,040.0	130,560	5	36,219
Grabador de CD		32	125.0	4,000	3	1,665
Impresora a láser		300	520.0	156,000	5	43,276
Mesa recepción		167	278.7	46,542	10	8,237
Counter		32	205.2	6,565	10	1,162
Silla de espera p/ 3 personas		64	112.3	7,188	10	1,272
Silla de Recepción		145	59.9	8,682	10	1,537
Proyector		32	1,036.9	33,180	5	9,204
<b>TOTAL</b>				1,565,934		373,165

**VEHÍCULOS**

	Cantidad	Precio	Total	Vida Útil	Anualidad
Automovil	0	10,076.0	0	5	0
Camioneta	88	23,032.0	2,026,816	5	562,258
Camion	1	43,185.0	43,185	8	8,693
Elevador	12	53,261.0	639,132	8	128,659
Grúa 15 T	6	129,555.0	777,330	10	137,575
Camion lava aisladores	13	143,949.0	1,871,337	10	331,197
<b>TOTAL</b>			5,357,800		1,168,383

**SISTEMAS INFORMÁTICOS**

	Cantidad	Precio	Total	Vida Útil	Anualidad
Sistema de Gestión	1	2,000,000	2,000,000	10	353,968
SCADA	1	3,500,000	3,500,000	10	619,445
GIS	1	350,000	350,000	10	61,944
Sistema de Adm. y Finanzas	1	2,200,000	2,200,000	10	389,365
Sistemas Centrales (Servidores)	1	2,000,000	2,000,000	10	353,968
Eq. Almacenamiento, Medición y Control	1	250,000	250,000	10	44,246
<b>TOTAL</b>			10,300,000		1,822,937



## PEAJE

		2007	2008	2009	2010	2011
Líneas	VNR	401,160,213	405,595,714	447,970,124	477,374,418	517,467,715
	Inversiones	-	4,435,501	42,374,410	29,404,294	40,093,297
SSEE	VNR	167,980,490	170,276,808	210,010,896	215,071,169	239,092,286
	Inversiones	-	2,296,318	39,734,088	5,060,273	24,021,117
Anualidad Act. Elec.		70,655,209	71,490,921	81,684,170	85,962,728	93,922,126
Act. No Eléctricos	VNR	31,482,734	31,486,934	32,321,220	32,610,558	33,073,285
	Inversiones	-	4,200	834,286	289,338	462,727
Anualidad Act. NO Elec.		5,084,940	5,085,444	5,256,953	5,318,708	5,420,103
Costos Explotación	Estructura	8,516,378	8,516,378	8,516,378	8,516,378	8,516,378
	Intervenciones O&M	4,781,184	4,833,546	5,283,706	5,416,313	5,813,332
Costos Explotación		13,297,561	13,349,923	13,800,083	13,932,691	14,329,709
<b>TOTAL</b>		<b>89,037,710</b>	<b>89,926,289</b>	<b>100,741,206</b>	<b>105,214,127</b>	<b>113,671,937</b>
Valor Presente			307,731,510	[U\$S]		
Peaje Anual			101,315,810	[U\$S]		
Peaje Mensual			8,442,984	[U\$S]		

## TRANSABLES Y NO TRANSABLES

Concepto		Transables	NO Transables
Activos Eléctricos	Líneas	49,801,496	0
	Infraestructura	2,440,887	1,084,005
	Máquinas	5,530,888	
	Campos	11,773,623	
Activos NO Eléctricos	Edificios		1,720,456
	Vehículos	1,168,383	
	Elem. Oficina	373,165	
	Sistemas Informáticos	1,822,937	
Costos Explotación Estructura	Salarios	0	6,065,046
	Equipamiento Oficinas	0	69,695
	Comunicaciones	0	381,970
	Insumos	172,174	0
	Viáticos	0	44,275
	Servicios Edificios	0	753,218
	Sistemas Informáticos	1,030,000	0
Costos Explotación Cuadrillas	Líneas	0	2,279,632
	SSEE	0	815,894
Cuadrillas Materiales	Líneas	1,012,168	0
	SSEE	627,961	0
<b>TOTAL</b>		<b>75,753,683</b>	<b>13,214,190</b>
Porcentaje		85.1%	14.9%



ConCol



SIGLA

Consultora en Energía



Shaw®

## ANEXO B

Hojas del archivo:

ETED Modelo UPES.xls

*(Ídem Cuarto Informe Parcial)*



ETED (Dominicana)

## PRECIOS UNITARIOS DE SUMINISTROS Y MONTAJES

CODIGO	DESCRIPCION	Unidad	PU US\$ dic-07
--------	-------------	--------	-------------------

## MATERIALES

## CONDUCTORES

con00	Conductor ACSR - 1024.5 MCM	m	7.64
con01	Conductor ACSR - 559.9 MCM	m	5.09
con0	Conductor ACSR - 477 MCM	m	4.47
con1	Conductor ACSR - 397.5 MCM	m	3.87
con2	Conductor ACSR - 336.4 MCM	m	3.38
con3	Conductor ACSR - 266.8 MCM	m	2.93
con4	Conductor ACSR - 4/0 AWG	m	1.55
con14	Cable guardia PETREL 101.8	m	0.74
con141	Cable guardia de acero 5/16"	m	0.52
con142	Cable guardia de acero 3/8"	m	0.52
con17	Conductor CU - 2AWG	m	3.10

## TORRES METALICAS

agl	Perfil de Acero Galvanizado para Celosía	kg	1.84
-----	--	----	------

## POSTES METALICOS

pm1	Poste de Acero Suspensión	u	18,299.55
pm2	Poste de Acero Ret	u	24,266.75
pm3	Ppste de Acero Ret > 45°	u	32,817.08

## HORMIGONES

hor33	Poste de Concreto de 25.00 m de longitud - susp.	u	3,861.61
hor34	Poste de Concreto de 25.00 m de longitud - <45°	u	3,198.36
hor35	Poste de Concreto de 25.00 m de longitud - >45°	u	2,535.53
hor1	Poste de Concreto de 23.00 m de longitud - susp.	u	3,100.64
hor25	Poste de Concreto de 23.00 m de longitud - <45°	u	2,480.51
hor26	Poste de Concreto de 23.00 m de longitud - >45°	u	1,860.38
hor2	Poste de Concreto de 22.00 m de longitud - susp.	u	2,719.34
hor27	Poste de Concreto de 22.00 m de longitud - <45°	u	2,175.47
hor28	Poste de Concreto de 22.00 m de longitud - >45°	u	1,631.60
hor3	Poste de Concreto de 21.00 m de longitud - < 15° (C/2500)	u	2,653.80
hor29	Poste de Concreto de 21.00 m de longitud - < 45° (C/4000)	u	2,123.04
hor30	Poste de Concreto de 21.00 m de longitud - > 45° (C/6000)	u	1,592.28
hor4	Poste de Concreto de 20.00 m de longitud - < 15° (C/2500)	u	2,726.43
hor31	Poste de Concreto de 20.00 m de longitud - < 45° (C/4000)	u	2,257.86
hor32	Poste de Concreto de 20.00 m de longitud - > 45° (C/6000)	u	1,789.62
hor10	Ménsula de Concreto para poste simple de 2.70 m de longitud	u	191.12
hor11	Ménsula de Concreto para poste doble y triple de 2.70 m de longitud	u	228.00
hor12	Cruceta de Concreto para poste simple de 2.70 m de longitud	u	391.77
hor13	Cruceta de Concreto para poste doble y triple de 2.70 m de longitud	u	444.51
hor14	Ménsula de Concreto para cable de guardia p/poste simple. de 1 m de long.	u	83.82
hor15	Ménsula de Concreto para cable de guardia p/ poste doble y triple. 1 m de long.	u	93.88
hor16	Ménsula de Concreto para poste simple de 2.00 m de longitud	u	152.89
hor17	Ménsula de Concreto para poste doble y triple de 2.00 m de longitud	u	182.40
hor18	Cruceta de Concreto para poste simple de 2.00 m de longitud	u	264.34
hor19	Cruceta de Concreto para poste doble y triple de 2.00 m de longitud	u	298.00
hor20	Ménsula de Concreto para cable de guardia p/poste simple de 0.80 m de long.	u	67.06
hor21	Ménsula de Concreto para cable de guardia p/poste doble y triple. 0.80 m de long.	u	75.10
hor22	Vínculo de Concreto para poste doble y triple	u	111.76
hor23	Fundación de hormigón	m3	115.00

## AISLADORES

ais1	Aislador Disco de 10"	u	12.91
ais2	Aislador Horizontal Tipo Poste 69 kV	u	178.00
ais3	Aislador Horizontal Tipo Poste 138 kV	u	215.00
ais4	Aislador Polimérico 345 kV	u	385.00



HERRAJES		Unidad	PU US\$
her1	Acero galvanizado	kg	3.03

**MORSETERIA**

mor1	Acero galvanizado	kg	30.62
mor2	Aleación de Aluminio	kg	23.60
mor3	Varilla para puesta a tierra Copperweld de 16x1800 mm	u	9.45
mor4	Conector Copperweld para varilla de puesta a tierra	u	4.07

**EQUIPOS ELECTROMECHANICOS**

ee3	Descargador Unipolar de 69 kV	u	1,100.00
ee4	Descargador Unipolar de 138 kV	u	2,100.00
ee24	Descargador Unipolar de 345 kV	u	2,730.00
ee7	Interruptor Tripolar de 69 kV	u	42,613.86
ee8	Interruptor Tripolar de 138 kV	u	71,684.86
ee25	Interruptor Tripolar de 345 kV	u	108,970.09
ee11	Seccionador Tripolar de 69 kV	u	5,127.10
ee12	Seccionador Tripolar de 138 kV	u	8,484.20
ee26	Seccionador Tripolar de 345 kV	u	17,462.63
ee15	Transf. de corriente Unipolar de 69 kV	u	4,391.65
ee16	Transf. de corriente Unipolar de 138 kV	u	7,391.65
ee27	Transf. de corriente Unipolar de 345 kV	u	13,125.74
ee19	Transf. potencial Unipolar de 69 kV	u	4,041.65
ee20	Transf. potencial Unipolar de 138 kV	u	6,891.65
ee28	Transf. potencial Unipolar de 345 kV	u	8,421.20

**MATERIALES CAMPOS SUBESTACIONES**

mse1	Aisladores - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	1,400.00
mse2	Barras, cables y tubos - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	625.00
mse3	Cables de control - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	3,500.00
mse4	Estructuras y Soportes - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	10,150.00
mse5	Paneles de protección y control - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	31,200.00
mse6	Celdas de MT para 13.8 kV SF6	u	37,128.50
mse7	Celdas de MT para 34.5 kV SF6	u	36,500.00

**MAQUINAS**

maq3	capacitor - 69 kV - Conv.	u	284,480.00
maq7	transformador - 138/69/MT kV - 25 MVA - Conv. Trif.	u	832,088.23
maq8	transformador - 138/69/MT kV - 50 MVA - Conv. Trif.	u	1,170,088.23
maq9	transformador - 138/69/MT kV - 75 MVA - Conv. Trif.	u	1,586,088.23
maq10	transformador - 138/69 kV - 25 MVA - Conv. Trif.	u	1,095,088.23
maq11	transformador - 138/69 kV - 50 MVA - Conv. Trif.	u	1,484,421.56
maq12	transformador - 138/69 kV - 75 MVA - Conv. Trif.	u	1,796,965.28
maq13	transformador - 345/138 kV - 140 MVA - Conv. Trif.	u	2,400,088.23
maq14	transformador - 345/138 kV - 300 MVA - Conv. Trif.	u	3,825,088.23
maq15	transformador - 345/138 kV - 400 MVA - Conv. Trif.	u	4,700,088.23
maq16	transformador - 69/MT kV - 10 MVA - Conv. Trif.	u	206,794.92
maq17	transformador - 69/MT kV - 20 MVA - Conv. Trif.	u	290,805.36
maq18	transformador - 69/MT kV - 30 MVA - Conv. Trif.	u	394,202.82
maq19	transformador - 69/MT kV - 40 MVA - Conv. Trif.	u	497,600.28

**MATERIALES Y MONTAJE****OBRAS GENERALES EN SUBESTACIONES**

		Unidad	PU US\$
ogen1	Cerco perimetral	m	20.00
ogen2	Terraplenes	m3	1.50
ogen3	Drenajes	m2	1.00
ogen4	Colocación de gramilla	m2	0.50
ogen5	Colocación de piedra partida	m3	9.00
ogen6	Pavimentos	m3	10.00
ogen7	Iluminación exterior	m2	0.25
ogen8	Malla de tierra	m2	0.25
ogen9	Canaletas principales	m	22.00
ogen10	Edificios	m2	250.00
ogen13	Servicios auxiliares - 69 kV	gl	4,500.00
ogen14	Servicios auxiliares - 138 kV	gl	5,500.00
ogen16	Servicios auxiliares - 345 kV	gl	7,000.00
ogen17	Protección contra incendios - Base 345 kV, Mediana, BD, Conv.	gl	65,000.00
ogen18	Sistema de abastecimiento de agua y efluentes - Base 345 kV, Mediana, BD, Conv.	gl	28,000.00
ogen20	Sistema de Ventilación - Base 345 kV, Mediana, BD, Conv.	gl	31,000.00
ogen21	Sistema Control. Comunic.. Señales. Med.. Alarmas - Base 345 kV, Mediana, BD,	gl	179,800.00

**MONTAJE****MONTAJE LINEAS**

mli1	Ejecución de planialtimetría y distribución estructuras 69 a 345 kV	m	2.00
mli5	Ejecución de excavaciones	m3	40.00
mli6	Ejecución de fundaciones de Concreto	m3	75.00
mli8	Armado de torre metálica	u	1.35
mli9	Izado de poste de Concreto (incluye transporte) 20 a 25 m	u	845.00
mli12	Vestido de estructura de alineación. líneas de 69 a 138 kV. simple terna	u	73.50
mli13	Vestido de estructura para ángulo < 45°. líneas de 69 a 138 kV. simple terna	u	175.00
mli14	Vestido de estructura para ángulo > 45°. líneas de 69 a 138 kV. simple terna	u	215.50
mli15	Vestido de estructura de alineación. líneas de 69 a 138 kV. doble terna	u	125.00
mli16	Vestido de estructura para ángulo < 45°. líneas de 69 a 138 kV. doble terna	u	297.50
mli17	Vestido de estructura para ángulo > 45°. líneas de 69 a 138 kV. doble terna	u	366.50
mli27	Tendido. regulado y engrampado de cond.. líneas 69 a 345 kV	m	3.20
mli28	Tendido. reg. y engramp. de cable pararrayos. líneas 69 a 345 kV	m	1.00
mli30	Instalación de espaciadores amortiguadores en conductores	u	52.00
mli31	Instalación de amortiguadores en conductores	u	42.50
mli32	Instalación de amortiguadores en cable pararrayos	u	25.00
mli33	Instalación puesta a tierra	u	35.00

**OBRA CIVIL**

ociv2	Obras civiles en Campos - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	14,060.00
-------	---	----	-----------

**MONTAJE CAMPOS SUBESTACIONES**

mpos1	Montaje electromecánico - Base 29 kV, BS, Conv.	gl	9,450.00
-------	---	----	----------

ETED (Dominicana)

## CONJUNTOS CONSTRUCTIVOS LINEAS AEREAS

DT - CELOSIA	DT y ST - CELOSIA
--------------	-------------------

Conjunto Constructivo			Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal
Tensión (kV)	kV		345	345	345	138	138	138	138	138	138
Ternas (Circuitos)			2	2	2	2	2	2	1	1	1
Zona			RURAL	RURAL	RURAL	RURAL	RURAL	RURAL	RURAL	RURAL	RURAL
Función Conjunto Constructivo			Susp.	Retención	Retención	Susp.	Retención	Retención	Susp.	Retención	Retención
Cantidad Fases	u		6	6	6	6	6	6	3	3	3
Desvío Máximo			<5°	<45°	>45°	<5°	<45°	>45°	<5°	<45°	>45°
Peso torre metálica	kg		15,000	20,000	30,000	5,000	6,700	10,000	3,000	4,000	6,000
Postes H°A° o Metálico	u		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ménsulas concreto (Fases)	u		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ménsulas concreto (Cable Guardia)	u		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vínculos concreto	u		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Crucetas concreto	u		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadenas simples de aisladores disco	u					6	3	3	3		1
Cadenas dobles de aisladores disco	u			12	12		12	12		6	6
Aislador disco	u		0	384	384	90	429	429	45	192	207
Aislador Polimérico	u		6	3	3						
Aislador Horizontal Tipo Poste	u		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volumen Fundación	m3		28.0	45.0	57.0	8.0	13.3	18.3	4.8	8.0	11.0
Longitud Conexiones	m		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Varillas Puesta a Tierra	u		-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Herrajes</b>	<b>Unidad</b>	<b>kg</b>	<b>2.2</b>	<b>364.2</b>	<b>364.2</b>	<b>2.2</b>	<b>364.2</b>	<b>364.2</b>	<b>1.1</b>	<b>181.6</b>	<b>181.9</b>
Anillo bola	u	0.70	0	12	12	0	12	12	0	6	6
Estribo	u	0.34	0	12	12	0	12	12	0	6	6
Yugo para cadenas dobles	u	14.42	0	24	24	0	24	24	0	12	12
Perno (bulón) con o sin gancho	u	0.36	6	15	15	6	15	15	3	6	7
<b>Morsetería Acero Galvanizado</b>	<b>Unidad</b>	<b>kg</b>	<b>12.4</b>	<b>16.0</b>	<b>16.0</b>	<b>11.3</b>	<b>13.1</b>	<b>13.1</b>	<b>6.2</b>	<b>8.0</b>	<b>8.0</b>
Grampa de suspensión CG	u	1.10	2	0	0	1	0	0	1	0	0
Grampa de tensión CG	u	1.45	0	4	4	0	2	2	0	2	2
Amortiguador Stockbridge	u	0.85	12	12	12	12	12	12	6	6	6
<b>Morsetería AlAI / Cu</b>	<b>Unidad</b>	<b>kg</b>	<b>0.0</b>	<b>64.2</b>	<b>64.2</b>	<b>13.1</b>	<b>70.8</b>	<b>70.8</b>	<b>6.5</b>	<b>32.1</b>	<b>34.3</b>
Grampa de suspensión conductor	u	2.18	0	0	0	6	3	3	3	0	1
Grampa de tensión conductor	u	5.35	0	12	12	0	12	12	0	6	6

ETED (Dominicana)

## CONJUNTOS CONSTRUCTIVOS LINEAS AEREAS

			DT y ST - HORMIGON						DT y ST - HORMIGON					
Conjunto Constructivo			Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal
Tensión (kV)	kV		138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
Ternas (Circuitos)			2	2	2	1	1	1	2	2	2	1	1	1
Zona			RURAL	RURAL	RURAL	RURAL	RURAL	RURAL	URBANO	URBANO	URBANO	URBANO	URBANO	URBANO
Función Conjunto Constructivo			Susp.	Retención	Retención	Susp.	Retención	Retención	Susp.	Retención	Retención	Susp.	Retención	Retención
Cantidad Fases	u		6	6	6	3	3	3	6	6	6	3	3	3
Desvío Máximo			<5°	<45°	>45°	<5°	<45°	>45°	<5°	<45°	>45°	<5°	<45°	>45°
Peso torre metálica	kg		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Postes HªA° o Metálico	u		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Ménsulas concreto (Fases)	u					3	3	3					3	3
Ménsulas concreto (Cable Guardia)	u		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Vínculos concreto	u			4	4		4	4		4	4		4	4
Crucetas concreto	u		3	3	3				3	3				
Cadenas simples de aisladores disco	u		6	3	3	3		1		3	3			1
Cadenas dobles de aisladores disco	u			12	12		6	6		12	12		6	6
Aislador disco	u		90	429	429	45	192	207	0	429	429	0	192	207
Aislador Polimérico	u													
Aislador Horizontal Tipo Poste	u		0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
Volumen Fundación	m3		8.0	13.3	18.3	4.8	8.0	11.0	8.0	13.3	18.3	4.8	8.0	11.0
Longitud Conexiones	m		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Varillas Puesta a Tierra	u		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Herrajes</b>	<b>Unidad</b>	<b>kg</b>	<b>2.2</b>	<b>364.2</b>	<b>364.2</b>	<b>1.1</b>	<b>181.6</b>	<b>181.9</b>	<b>0.0</b>	<b>364.2</b>	<b>364.2</b>	<b>0.0</b>	<b>181.6</b>	<b>181.9</b>
Anillo bola	u	0.70	0	12	12	0	6	6	0	12	12	0	6	6
Estribo	u	0.34	0	12	12	0	6	6	0	12	12	0	6	6
Yugo para cadenas dobles	u	14.42	0	24	24	0	12	12	0	24	24	0	12	12
Perno (bulón) con o sin gancho	u	0.36	6	15	15	3	6	7	0	15	15	0	6	7
<b>Morsetería Acero Galvanizado</b>	<b>Unidad</b>	<b>kg</b>	<b>11.3</b>	<b>13.1</b>	<b>13.1</b>	<b>6.2</b>	<b>8.0</b>	<b>8.0</b>	<b>11.3</b>	<b>13.1</b>	<b>13.1</b>	<b>6.2</b>	<b>8.0</b>	<b>8.0</b>
Grampa de suspensión CG	u	1.10	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0
Grampa de tensión CG	u	1.45	0	2	2	0	2	2	0	2	2	0	2	2
Amortiguador Stockbridge	u	0.85	12	12	12	6	6	6	12	12	12	6	6	6
<b>Morsetería AlAl / Cu</b>	<b>Unidad</b>	<b>kg</b>	<b>13.1</b>	<b>70.8</b>	<b>70.8</b>	<b>6.5</b>	<b>32.1</b>	<b>34.3</b>	<b>0.0</b>	<b>70.8</b>	<b>70.8</b>	<b>0.0</b>	<b>32.1</b>	<b>34.3</b>
Grampa de suspensión conductor	u	2.18	6	3	3	3	0	1	0	3	3	0	0	1
Grampa de tensión conductor	u	5.35	0	12	12	0	6	6	0	12	12	0	6	6

ETED (Dominicana)

CONJUNTOS CONSTRUCTIVOS LINEAS AEREAS

DT y ST - METALICO	ST - CELOSIA
--------------------	--------------

Conjunto Constructivo		Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal
Tensión (kV)	kV	138	138	138	138	138	138	138	69	69	69
Ternas (Circuitos)		2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Zona		URBANOD	URBANOD	URBANOD	URBANOD	URBANOD	URBANOD	URBANOD	RURAL	RURAL	RURAL
Función Conjunto Constructivo		Susp.	Retención	Retención	Susp.	Retención	Retención	Retención	Susp.	Retención	Retención
Cantidad Fases	u	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3
Desvío Máximo		<5°	<45°	>45°	<5°	<45°	>45°	>45°	<5°	<45°	>45°
Peso torre metálica	kg	-	-	-	-	-	-	-	3,000	4,000	6,000
Postes H°A° o Metálico	u	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-
Ménsulas concreto (Fases)	u	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ménsulas concreto (Cable Guardia)	u	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vínculos concreto	u	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4
Crucetas concreto	u	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cadenas simples de aisladores disco	u		3	3		3	3	3	3		1
Cadenas dobles de aisladores disco	u		12	12		6	6	6		6	6
Aislador disco	u	0	429	429	0	237	237	237	45	192	207
Aislador Polimérico	u										
Aislador Horizontal Tipo Poste	u	6	0	0	3	0	0	0	0	0	0
Volumen Fundación	m3	8.0	13.3	18.3	4.8	8.0	11.0	11.0	4.8	8.0	11.0
Longitud Conexiones	m	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Varillas Puesta a Tierra	u	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Herrajes</b>	<b>Unidad</b>	<b>kg</b>	<b>0.0</b>	<b>364.2</b>	<b>364.2</b>	<b>0.0</b>	<b>182.6</b>	<b>182.6</b>	<b>1.1</b>	<b>181.6</b>	<b>181.9</b>
Anillo bola	u	0.70	0	12	12	0	6	6	0	6	6
Estribo	u	0.34	0	12	12	0	6	6	0	6	6
Yugo para cadenas dobles	u	14.42	0	24	24	0	12	12	0	12	12
Perno (bulón) con o sin gancho	u	0.36	0	15	15	0	9	9	3	6	7
<b>Morsetería Acero Galvanizado</b>	<b>Unidad</b>	<b>kg</b>	<b>11.3</b>	<b>13.1</b>	<b>13.1</b>	<b>6.2</b>	<b>8.0</b>	<b>8.0</b>	<b>6.2</b>	<b>8.0</b>	<b>8.0</b>
Grampa de suspensión CG	u	1.10	1	0	0	1	0	0	1	0	0
Grampa de tensión CG	u	1.45	0	2	2	0	2	2	0	2	2
Amortiguador Stockbridge	u	0.85	12	12	12	6	6	6	6	6	6
<b>Morsetería AlAl / Cu</b>	<b>Unidad</b>	<b>kg</b>	<b>0.0</b>	<b>70.8</b>	<b>70.8</b>	<b>0.0</b>	<b>38.6</b>	<b>38.6</b>	<b>6.5</b>	<b>32.1</b>	<b>34.3</b>
Grampa de suspensión conductor	u	2.18	0	3	3	0	3	3	3	0	1
Grampa de tensión conductor	u	5.35	0	12	12	0	6	6	0	6	6

ETED (Dominicana)

## CONJUNTOS CONSTRUCTIVOS LINEAS AEREAS

ST - HORMIGÓN	ST - HORMIGON	PUESTA A TIERRA
---------------	---------------	-----------------

Conjunto Constructivo			Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Cabezal	Puesta Tierra	Puesta Tierra	Puesta Tierra
Tensión (kV)	kV		69	69	69	69	69	69	ST y 69 - 138 -	ST y 69 - 138 -	ST y 69 - 138 -
Ternas (Circuitos)			1	1	1	1	1	1			
Zona			RURAL	RURAL	RURAL	URBANO	URBANO	URBANO			
Función Conjunto Constructivo			Susp.	Retención	Retención	Susp.	Retención	Retención	<5°	<45°	>45°
Cantidad Fases	u		3	3	3	3	3	3			
Desvío Máximo			<15°	<45°	>45°	<15°	<45°	>45°	<5°	<45°	>45°
Peso torre metálica	kg		-	-	-	-	-	-			
Postes H°A° o Metálico	u		1	2	3	1	2	3	-	-	-
Ménsulas concreto (Fases)	u		3	3	3	3	3	3	-	-	-
Ménsulas concreto (Cable Guardia)	u		1	1	1	1	1	1	-	-	-
Vínculos concreto	u			4	4		4	4	-	-	-
Crucetas concreto	u								-	-	-
Cadenas simples de aisladores disco	u		3		1			1	-	-	-
Cadenas dobles de aisladores disco	u			6	6		6	6	-	-	-
Aislador disco	u		45	192	207	0	192	207			
Aislador Polimérico	u								-	-	-
Aislador Horizontal Tipo Poste	u		0	0	0	3	0	0	-	-	-
Volumen Fundación	m3		4.8	8.0	11.0	4.8	8.0	11.0			
Longitud Conexiones	m		-	-	-	-	-	-	3.20	7.25	9.75
Varillas Puesta a Tierra	u		-	-	-	-	-	-	1	3	3
<b>Herrajes</b>	<b>Unidad</b>	<b>kg</b>	<b>1.1</b>	<b>181.6</b>	<b>181.9</b>	<b>0.0</b>	<b>181.6</b>	<b>181.9</b>			<b>0.0</b>
Anillo bola	u	0.70	0	6	6	0	6	6			
Estribo	u	0.34	0	6	6	0	6	6			
Yugo para cadenas dobles	u	14.42	0	12	12	0	12	12			
Perno (bulón) con o sin gancho	u	0.36	3	6	7	0	6	7			
<b>Morsetería Acero Galvanizado</b>	<b>Unidad</b>	<b>kg</b>	<b>6.2</b>	<b>8.0</b>	<b>8.0</b>	<b>6.2</b>	<b>8.0</b>	<b>8.0</b>			<b>0.0</b>
Grampa de suspensión CG	u	1.10	1	0	0	1	0	0			
Grampa de tensión CG	u	1.45	0	2	2	0	2	2			
Amortiguador Stockbridge	u	0.85	6	6	6	6	6	6			
<b>Morsetería AlAl / Cu</b>	<b>Unidad</b>	<b>kg</b>	<b>6.5</b>	<b>32.1</b>	<b>34.3</b>	<b>0.0</b>	<b>32.1</b>	<b>34.3</b>			<b>0.0</b>
Grampa de suspensión conductor	u	2.18	3	0	1	0	0	1			
Grampa de tensión conductor	u	5.35	0	6	6	0	6	6			

ETED (Dominicana)

UPE-LINEAS

**CARACTERÍSTICAS**

			UPE 4-1	UPE 4-2	UPE 4-3	UPE 4-4	UPE 4-5	UPE 4-6	UPE 4-7	UPE 4-8
Orden			1	2	3	4	5	6	7	8
Zona			Rural	Rural	Rural	Rural	Rural	Rural	Rural	Rural
Instalación			Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea
Terreno			Llano/Ond.	Llano/Ond.	Montañoso	Montañoso	Llano/Ond.	Llano/Ond.	Montañoso	Montañoso
Tensión (kV)	kV		345	345	345	345	138	138	138	138
Piquetes por km			2.5	2.5	2.5	2.5	4.0	4.0	3.0	3.0
Vano medio	m		400	400	400	400	250	250	333	333
Cantidad Fases			3	3	3	3	3	3	3	3
Ternas			2	2	2	2	1	2	1	2
Conductores por fase			2	3	2	3	1	1	1	1
Cable Guardia			2	2	2	2	1	2	1	2
Material Conductor			ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR
Sección			559,5	559,5	559,5	559,5	477	477	477	477
Material Poste/Estructura			Celosía	Celosía	Celosía	Celosía	Concreto	Concreto	Celosía	Celosía
Aislación			Polímero	Polímero	Polímero	Polímero	Disco	Disco	Disco	Disco
Cimiento			Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto
Angulos < 5° / 10 km	u		22	22	18	18	36	34	14	14
Angulos <45° / 10 km	u		2	2	4	4	2	3	8	8
Angulos >45° / 10 km	u		1	1	3	3	2	3	8	8

<b>COSTO UPE-LINEAS</b>	US\$/km		277,556	316,687	299,374	339,286	82,114	137,274	88,786	157,857
<b>MATERIALES HOMOGENEOS</b>	US\$/km		156,495	189,105	168,198	201,458	40,268	65,527	47,278	86,735
<b>MONTAJE</b>	US\$/km		74,801	74,801	81,280	81,280	28,161	48,868	26,710	44,813
<b>INDIRECTOS</b>	US\$/km		46,259	52,781	49,896	56,548	13,686	22,879	14,798	26,309

ETED (Dominicana)

UPE-LINEAS

**CARACTERÍSTICAS**

		9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Orden		9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Zona		Rural	Rural	Rural	Rural	Rural	Rural	Rural	Rural	Rural	Rural
Instalación		Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea
Terreno		Llano/Ond.	Llano/Ond.	Montañoso	Montañoso	Llano/Ond.	Llano/Ond.	Montañoso	Montañoso	Llano/Ond.	Llano/Ond.
Tensión (kV)	kV	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
Piquetes por km		4.0	4.0	3.0	3.0	4.0	4.0	3.0	3.0	4.0	4.0
Vano medio	m	250	250	333	333	250	250	333	333	250	250
Cantidad Fases		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Ternas		1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Conductores por fase		1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Cable Guardia		1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Material Conductor		ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR
Sección		559,5	559,5	559,5	559,5	477	477	477	477	559,5	559,5
Material Poste/Estructura		Concreto	Concreto	Celosía	Celosía	Concreto	Concreto	Celosía	Celosía	Concreto	Concreto
Aislación		Disco	Disco	Disco	Disco	Disco	Disco	Disco	Disco	Disco	Disco
Cimiento		Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto
Ángulos < 5° / 10 km	u	36	34	14	14	36	34	14	14	36	34
Ángulos < 45° / 10 km	u	2	3	8	8	2	3	8	8	2	3
Ángulos > 45° / 10 km	u	2	3	8	8	2	3	8	8	2	3
<b>COSTO UPE-LINEAS</b>	<b>US\$/km</b>	<b>84,412</b>	<b>141,869</b>	<b>91,084</b>	<b>162,452</b>	<b>100,500</b>	<b>174,247</b>	<b>107,745</b>	<b>195,745</b>	<b>105,095</b>	<b>183,437</b>
<b>MATERIALES HOMOGENEOS</b>	<b>US\$/km</b>	<b>42,183</b>	<b>69,356</b>	<b>49,193</b>	<b>90,564</b>	<b>55,590</b>	<b>96,338</b>	<b>63,077</b>	<b>118,308</b>	<b>59,419</b>	<b>103,996</b>
<b>MONTAJE</b>	<b>US\$/km</b>	<b>28,161</b>	<b>48,868</b>	<b>26,710</b>	<b>44,813</b>	<b>28,161</b>	<b>48,868</b>	<b>26,710</b>	<b>44,813</b>	<b>28,161</b>	<b>48,868</b>
<b>INDIRECTOS</b>	<b>US\$/km</b>	<b>14,069</b>	<b>23,645</b>	<b>15,181</b>	<b>27,075</b>	<b>16,750</b>	<b>29,041</b>	<b>17,958</b>	<b>32,624</b>	<b>17,516</b>	<b>30,573</b>

ETED (Dominicana)

UPE-LINEAS

CARACTERÍSTICAS			UPE 4-19	UPE 4-20	UPE 4-21	UPE 4-22	UPE 4-23	UPE 4-24	UPE 4-25	UPE 4-26	UPE 4-27
Orden			19	20	21	22	23	24	25	26	27
Zona			Rural	Rural	Urbana	Urbana	Urbana	Urbana	UrbanaD	UrbanaD	UrbanaD
Instalación			Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea
Terreno			Montañoso	Montañoso	Llano/Ond.						
Tensión (kV)	kV		138	138	138	138	138	138	138	138	138
Piquetes por km			3.0	3.0	6.0	6.0	6.0	6.0	7.0	7.0	7.0
Vano medio	m		333	333	167	167	167	167	143	143	143
Cantidad Fases			3	3	3	3	3	3	3	3	3
Ternas			1	2	1	2	1	2	1	2	1
Conductores por fase			2	2	2	2	2	2	2	2	2
Cable Guardia			1	2	1	2	1	2	1	2	1
Material Conductor			ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR
Sección			559,5	559,5	477	477	559,5	559,5	477	477	559,5
Material Poste/Estructura			Celosía	Celosía	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Metálico	Metálico	Metálico
Aislación			Disco	Disco	Disco	Disco	Disco	Disco	Resina	Resina	Resina
Cimiento			Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto
Angulos < 5° / 10 km	u		14	14	50	50	50	50	60	60	60
Angulos <45° / 10 km	u		8	8	2	2	2	2	2	2	2
Angulos >45° / 10 km	u		8	8	8	8	8	8	8	8	8
<b>COSTO UPE-LINEAS</b>	US\$/km		112,340	204,935	131,616	213,027	131,616	213,027	278,195	365,425	282,790
<b>MATERIALES HOMOGENEOS</b>	US\$/km		66,907	125,967	67,778	107,171	67,778	107,171	184,906	225,720	188,735
<b>MONTAJE</b>	US\$/km		26,710	44,813	41,902	70,351	41,902	70,351	46,923	78,801	46,923
<b>INDIRECTOS</b>	US\$/km		18,723	34,156	21,936	35,504	21,936	35,504	46,366	60,904	47,132

ETED (Dominicana)

UPE-LINEAS

CARACTERÍSTICAS			UPE 4-28	UPE 4-29	UPE 4-30	UPE 4-31	UPE 4-32	UPE 4-33	UPE 4-34	UPE 4-35	UPE 4-36	UPE 4-37
Orden			28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
Zona			UrbanaD	Rural	Rural	Rural	Rural	Rural	Rural	Urbana	Urbana	Urbana
Instalación			Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea	Aérea
Terreno			Llano/Ond.	Llano/Ond.	Montañoso	Llano/Ond.	Montañoso	Llano/Ond.	Montañoso	Llano/Ond.	Llano/Ond.	Llano/Ond.
Tensión (kV)	kV		138	69	69	69	69	69	69	69	69	69
Piquetes por km			7.0	4.5	3.5	4.5	3.5	4.5	3.5	9	9	9
Vano medio	m		143	222	286	222	286	222	286	111	111	111
Cantidad Fases			3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Ternas			2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Conductores por fase			2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Cable Guardia			2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Material Conductor			ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR
Sección			559,5	477	477	559,5	559,5	4/0	4/0	477	559,5	4/0
Material Poste/Estructura			Metálico	Concreto	Celosía	Concreto	Celosía	Concreto	Celosía	Concreto	Concreto	Concreto
Aislación			Resina	Disco	Disco	Disco	Disco	Disco	Disco	Resina	Resina	Resina
Cimiento			Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto	Concreto
Angulos < 5° / 10 km	u		60	30	19	30	19	30	19	63	63	63
Angulos < 45° / 10 km	u		2	12	8	12	8	12	8	9	9	9
Angulos > 45° / 10 km	u		8	3	8	3	8	3	8	18	18	18
<b>COSTO UPE-LINEAS</b>	US\$/km		<b>374,615</b>	<b>95,531</b>	<b>96,013</b>	<b>97,829</b>	<b>98,310</b>	<b>84,822</b>	<b>85,304</b>	<b>161,886</b>	<b>164,183</b>	<b>151,177</b>
<b>MATERIALES HOMOGENEOS</b>	US\$/km		<b>233,378</b>	<b>45,113</b>	<b>50,793</b>	<b>47,028</b>	<b>52,707</b>	<b>36,189</b>	<b>41,869</b>	<b>69,528</b>	<b>71,443</b>	<b>60,604</b>
<b>MONTAJE</b>	US\$/km		<b>78,801</b>	<b>34,496</b>	<b>29,218</b>	<b>34,496</b>	<b>29,218</b>	<b>34,496</b>	<b>29,218</b>	<b>65,376</b>	<b>65,376</b>	<b>65,376</b>
<b>INDIRECTOS</b>	US\$/km		<b>62,436</b>	<b>15,922</b>	<b>16,002</b>	<b>16,305</b>	<b>16,385</b>	<b>14,137</b>	<b>14,217</b>	<b>26,981</b>	<b>27,364</b>	<b>25,196</b>

ETED (Dominicana)

UPE-SE MAQUINAS

**CARACTERÍSTICAS**

Orden		1	2	3	4	5	6	7
Código UPE		maq3	maq7	maq8	maq9	maq10	maq11	maq12
Relación Tensión	kV	69	138/69/MT	138/69/MT	138/69/MT	138/69	138/69	138/69
Potencia	MVA	10	25	75	150	25	75	150
Fases		3	3	3	3	3	3	3
Construcción		conv.	conv.	conv.	conv.	conv.	conv.	conv.
Tipo Máquina		CAPAC.	TRANSF.	TRANSF.	TRANSF.	TRANSF.	TRANSF.	TRANSF.
Rango			0 a 50	51 a 100	101 a 200	0 a 50	51 a 100	101 a 200

<b>COSTO UPE-MAQUINA</b>	<b>\$/MVA (1)</b>	<b>35,844</b>	<b>41,205</b>	<b>19,314</b>	<b>13,091</b>	<b>58,609</b>	<b>26,482</b>	<b>16,029</b>
TRANSFORMADOR			832,088	1,170,088	1,586,088	1,095,088	1,484,422	1,796,965
CAPACITOR		284,480						
CIVILES y MONTAJE		28,448	66,567	93,607	126,887	87,607	118,754	143,757
RESERVA		14,224	41,604	58,504	79,304	164,263	222,663	269,545
INDIRECTOS		31,293	89,866	126,370	171,298	118,270	160,318	194,072

<b>CIVILES y MONTAJE (% sobre costo equipo)</b>	<b>%</b>	<b>10%</b>	<b>8%</b>	<b>8%</b>	<b>8%</b>	<b>8%</b>	<b>8%</b>	<b>8%</b>
---	----------	------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

<b>RESERVA (% sobre costo equipo)</b>	<b>%</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>	<b>15%</b>	<b>15%</b>	<b>15%</b>
---------------------------------------	----------	-----------	-----------	-----------	-----------	------------	------------	------------

<b>COSTOS INDIRECTOS (% sobre materiales y montaje)</b>	<b>%</b>	<b>10%</b>						
---	----------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

**REFERENCIAS**

**Tipo Máquina**

CAPAC.: Capacitor

TRANSF.: Transformador

ETED (Dominicana)

UPE-SE MAQUINAS

**CARACTERÍSTICAS**

Orden		8	9	10	11	12	13	14
Código UPE		maq13	maq14	maq15	maq16	maq17	maq18	maq19
Relación Tensión	kV	345/138	345/138	345/138	69/MT	69/MT	69/MT	69/MT
Potencia	MVA	140	300	400	10	20	30	40
Fases		3	3	3	3	3	3	3
Construcción		conv.	conv.	conv.	conv.	conv.	conv.	conv.
Tipo Máquina		TRANSF.	TRANSF.	TRANSF.	TRANSF.	TRANSF.	TRANSF.	TRANSF.
Rango		0 a 150	151 a 300	301 a 450	0 a 15	16 a 25	26 a 35	36 a 50

<b>COSTO UPE-MAQUINA</b>	<b>\$/MVA (1)</b>	<b>22,938</b>	<b>17,060</b>	<b>15,722</b>	<b>27,669</b>	<b>19,455</b>	<b>17,581</b>	<b>16,645</b>
TRANSFORMADOR		2,400,088	3,825,088	4,700,088	206,795	290,805	394,203	497,600
CAPACITOR								
CIVILES y MONTAJE		192,007	306,007	376,007	16,544	23,264	31,536	39,808
RESERVA		360,013	573,763	705,013	31,019	43,621	59,130	74,640
INDIRECTOS		259,210	413,110	507,610	22,334	31,407	42,574	53,741

<b>CIVILES y MONTAJE (% sobre costo equipo)</b>	<b>%</b>	<b>8%</b>						
---	----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

<b>RESERVA (% sobre costo equipo)</b>	<b>%</b>	<b>15%</b>						
---------------------------------------	----------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

<b>COSTOS INDIRECTOS (% sobre materiales y montaje)</b>	<b>%</b>	<b>10%</b>						
---	----------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

**REFERENCIAS**

**Tipo Máquina**

CAPAC.: Capacitor

TRANSF.: Transformador

ETED (Dominicana)

UPE-SE BASICO

**CARACTERÍSTICAS**

Orden		1	2	3	4	5	6	7
Tensión	kV	345	345	345	345	138	138	138
Configuración		BS	BD	BS	BS	BS	BS	BD
Tamaño		pequeña	pequeña	mediana	grande	pequeña	Mediana	pequeña
Cantidad campos		4	5	8	16	4	8	5
Construcción		Conv.	Conv.	Conv.	Conv.	Conv.	Conv.	Conv.

<b>COSTO UPE-SE BASICO</b>	<b>\$/u</b>	<b>620,900</b>	<b>667,488</b>	<b>838,650</b>	<b>1,068,588</b>	<b>356,156</b>	<b>383,656</b>	<b>354,021</b>
<b>COSTOS DIRECTOS</b>		<b>496,720</b>	<b>533,990</b>	<b>670,920</b>	<b>854,870</b>	<b>284,925</b>	<b>306,925</b>	<b>283,217</b>
<b>COSTOS INDIRECTOS</b>		<b>124,180</b>	<b>133,498</b>	<b>167,730</b>	<b>213,718</b>	<b>71,231</b>	<b>76,731</b>	<b>70,804</b>

**COSTOS DIRECTOS**

	Unidad	PU (US\$)								
	Terreno	m2		12,100	14,400	19,600	25,600	4,200	4,200	5,200
ogen1	Cerco perimetral	m	20.00	440	480	560	640	260	260	289
ogen2	Terraplenes	m3	1.50	40,520	45,000	60,000	80,000	3,900	3,900	4,334
ogen3	Drenajes	m2	1.00	12,000	13,320	20,000	30,000	5,200	5,200	5,778
ogen4	Colocación de gramilla	m2	0.50	3,000	3,320	4,000	4,800	1,300	1,300	1,444
ogen5	Colocación de piedra partida	m3	9.00	1,200	1,320	2,000	3,000	455	455	506
ogen6	Pavimentos	m3	10.00	2,320	2,560	3,200	4,000	650	650	722
ogen7	Iluminación exterior	m2	0.25	12,000	13,320	20,000	30,000	5,200	5,200	5,778
ogen8	Malla de tierra	m2	0.25	12,000	13,320	20,000	30,000	5,200	5,200	5,778
ogen9	Canaletas principales	m	22.00	280	320	360	400	130	130	144
ogen10	Edificios	m2	250.00	325	390	480	550	130	130	144
ogen13	Servicios auxiliares - 69 kV	gl	4,500.00							
ogen14	Servicios auxiliares - 138 kV	gl	5,500.00					4	8	5
ogen16	Servicios auxiliares - 345 kV	gl	7,000.00	4	5	8	16			
ogen17	Protección contra incendios - Base 345 kV, Mediana, BD, Conv.	gl	65,000.00	0.85	0.85	1.00	1.15	0.65	0.65	0.60
ogen18	Sistema de abastecimiento de agua y efluentes - Base 345 kV, Mediana, BD, Conv.	gl	28,000.00	0.85	0.85	1.00	1.15	0.65	0.65	0.60
ogen20	Sistema de Ventilación - Base 345 kV, Mediana, BD, Conv.	gl	31,000.00	0.85	0.85	1.00	1.15	0.65	0.65	0.60
ogen21	Sistema Control. Comunic.. Señales. Med.. Alarmas - Base 345 kV, Mediana, BD, Conv.	gl	179,800.00	0.85	0.85	1.00	1.15	0.65	0.65	0.60

<b>INDIRECTOS (% sobre materiales y montaje)</b>	<b>%</b>	<b>25%</b>							
--	----------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

ETED (Dominicana)

UPE-SE BASICO

**CARACTERÍSTICAS**

Orden			8	9	10	11	12	13	14
Tensión	kV		138	138	69	69	69	69	69
Configuración			BD	BS	BS	BS	BD	BD	BS
Tamaño			Mediana	Grande	pequeña	mediana	pequeña	mediana	grande
Cantidad campos			9	16	4	8	5	9	16
Construcción			Conv.	Conv.	Conv.	Conv.	Conv.	Conv.	Conv.

<b>COSTO UPE-SE BASICO</b>	<b>\$/u</b>		<b>421,913</b>	<b>438,656</b>	<b>233,736</b>	<b>311,018</b>	<b>257,564</b>	<b>342,014</b>	<b>449,114</b>
<b>COSTOS DIRECTOS</b>			<b>337,530</b>	<b>350,925</b>	<b>186,989</b>	<b>248,815</b>	<b>206,052</b>	<b>273,611</b>	<b>359,291</b>
<b>COSTOS INDIRECTOS</b>			<b>84,383</b>	<b>87,731</b>	<b>46,747</b>	<b>62,204</b>	<b>51,513</b>	<b>68,403</b>	<b>89,823</b>

**COSTOS DIRECTOS**

		Unidad	PU (US\$)							
	Terreno	m2		5,200	4,200	1,700	2,700	2,100	3,400	4,200
ogen1	Cerco perimetral	m	20.00	289	260	163	208	182	234	260
ogen2	Terraplenes	m3	1.50	4,334	3,900	1,170	2,340	1,300	2,600	3,900
ogen3	Drenajes	m2	1.00	5,778	5,200	2,340	3,803	2,600	4,225	5,200
ogen4	Colocación de gramilla	m2	0.50	1,444	1,300	585	878	650	975	1,300
ogen5	Colocación de piedra partida	m3	9.00	506	455	208	351	228	390	455
ogen6	Pavimentos	m3	10.00	722	650	293	468	325	520	650
ogen7	Iluminación exterior	m2	0.25	5,778	5,200	2,340	3,803	2,600	4,225	5,200
ogen8	Malla de tierra	m2	0.25	5,778	5,200	2,340	3,803	2,600	4,225	5,200
ogen9	Canaletas principales	m	22.00	144	130	39	72	46	78	117
ogen10	Edificios	m2	250.00	144	130	50	90	50	100	180
ogen13	Servicios auxiliares - 69 kV	gl	4,500.00			4	8	5	9	16
ogen14	Servicios auxiliares - 138 kV	gl	5,500.00	9	16					
ogen16	Servicios auxiliares - 345 kV	gl	7,000.00							
ogen17	Protección contra incendios - Base 345 kV, Mediana, BD, Conv.	gl	65,000.00	0.71	0.65	0.47	0.55	0.51	0.60	0.69
ogen18	Sistema de abastecimiento de agua y efluentes - Base 345 kV, Mediana, BD, Conv.	gl	28,000.00	0.71	0.65	0.47	0.55	0.51	0.60	0.69
ogen20	Sistema de Ventilación - Base 345 kV, Mediana, BD, Conv.	gl	31,000.00	0.71	0.65	0.47	0.55	0.51	0.60	0.69
ogen21	Sistema Control. Comunic.. Señales. Med.. Alarmas - Base 345 kV, Mediana, BD, Conv.	gl	179,800.00	0.71	0.65	0.47	0.55	0.51	0.60	0.69

<b>INDIRECTOS (% sobre materiales y montaje)</b>	<b>%</b>		<b>25%</b>							
--	----------	--	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------



ETED (Dominicana)

UPE-SE CAMPOS

## CARACTERÍSTICAS

Orden		1	2	3	4	5	6	7
Tensión		345	345	345	138	138	138	138
Tipo de Módulo		EL	CT	CA	EL	EL	EL	CT
Configuración		BS	BS	BS	BS	BD	BS	BS
Construcción		conv.						
Aislación general		aire						
Interruptores		1	1	1	1	2	0	1

COSTO UPE-SE CAMPOS		542,126	559,733	543,844	323,360	440,614	35,407	332,871
EQUIPOS Y MATERIALES		321,001	326,986	297,215	197,728	288,296	13,085	201,124
OBRA CIVIL		72,200	72,200	122,740	39,900	43,135	9,975	39,900
MONTAJE		40,500	48,600	15,120	21,060	21,060	5,265	25,272
INDIRECTOS		108,425	111,947	108,769	64,672	88,123	7,081	66,574

## EQUIPOS ELECTROMECHANICOS

Unidad PU (US\$)

ee3	Descargador Unipolar de 69 kV	u	1,100						
ee4	Descargador Unipolar de 138 kV	u	2,100			3	3		3
ee24	Descargador Unipolar de 345 kV	u	2,730	3	3				
ee7	Interruptor Tripolar de 69 kV	u	42,614						
ee8	Interruptor Tripolar de 138 kV	u	71,685			1	2		1
ee25	Interruptor Tripolar de 345 kV	u	108,970	1	1	1			
ee11	Seccionador Tripolar de 69 kV	u	5,127						
ee12	Seccionador Tripolar de 138 kV	u	8,484			2	3	1	2
ee26	Seccionador Tripolar de 345 kV	u	17,463	2	2	2			
ee15	Transf. de corriente Unipolar de 69 kV	u	4,392						
ee16	Transf. de corriente Unipolar de 138 kV	u	7,392			3	3		3
ee27	Transf. de corriente Unipolar de 345 kV	u	13,126	3	3	3			
ee19	Transf. potencial Unipolar de 69 kV	u	4,042						
ee20	Transf. potencial Unipolar de 138 kV	u	6,892			3	3		3
ee28	Transf. potencial Unipolar de 345 kV	u	8,421	3	3				

## MATERIALES

mse1	Aisladores - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	1,400	2.25	2.25	4.50	1.25	1.56	0.31	1.25
mse2	Barras, cables y tubos - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	625	1.80	1.80	4.50	1.20	1.50	0.30	1.20
mse3	Cables de control - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	3,500	2.20	2.75	2.42	1.23	1.41	0.31	1.54
mse4	Estructuras y Soportes - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	10,150	2.00	2.40	2.40	1.14	1.43	0.29	1.37
mse5	Paneles de protección y control - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	31,200	2.31	2.31	2.31	1.33	1.53		1.33

## OBRAS CIVILES

ociv2	Obras civiles en Campos - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	14,060	5.14	5.14	8.73	2.84	3.07	0.71	2.84
-------	---	----	--------	------	------	------	------	------	------	------

## MONTAJE

mpos1	Montaje electromecánico - Base 29 kV, BS, Conv.	gl	9,450	4.29	5.14	1.60	2.23	2.23	0.56	2.67
-------	---	----	-------	------	------	------	------	------	------	------

INDIRECTOS (% sobre materiales y montaje)		%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
---	--	---	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----



ETED (Dominicana)

UPE-SE CAMPOS

## CARACTERÍSTICAS

Orden			8	9	10	11	12	13	14
Tensión			138	69	69	69	69	69	69
Tipo de Modulo			CA	EL	EL	EL	CT	CA	CC
Configuración			BS	BS	BD	BS	BS	BS	BS
Construcción			conv.						
Aislación general			aire						
Interruptores			1	1	2	0	1	1	1

<b>COSTO UPE-SE CAMPOS</b>			<b>347,381</b>	<b>189,816</b>	<b>261,228</b>	<b>18,654</b>	<b>195,810</b>	<b>195,822</b>	<b>195,810</b>
<b>EQUIPOS Y MATERIALES</b>			<b>176,379</b>	<b>128,343</b>	<b>184,333</b>	<b>9,046</b>	<b>131,248</b>	<b>117,636</b>	<b>131,248</b>
<b>OBRA CIVIL</b>			<b>67,830</b>	<b>14,060</b>	<b>15,200</b>	<b>3,515</b>	<b>14,060</b>	<b>23,902</b>	<b>14,060</b>
<b>MONTAJE</b>			<b>33,696</b>	<b>9,450</b>	<b>9,450</b>	<b>2,363</b>	<b>11,340</b>	<b>15,120</b>	<b>11,340</b>
<b>INDIRECTOS</b>			<b>69,476</b>	<b>37,963</b>	<b>52,246</b>	<b>3,731</b>	<b>39,162</b>	<b>39,164</b>	<b>39,162</b>

## EQUIPOS ELECTROMECANICOS

Unidad PU (US\$)

ee3	Descargador Unipolar de 69 kV	u	1,100		3	3		3		3
ee4	Descargador Unipolar de 138 kV	u	2,100							
ee24	Descargador Unipolar de 345 kV	u	2,730							
ee7	Interruptor Tripolar de 69 kV	u	42,614		1	2		1	1	1
ee8	Interruptor Tripolar de 138 kV	u	71,685	1						
ee25	Interruptor Tripolar de 345 kV	u	108,970							
ee11	Seccionador Tripolar de 69 kV	u	5,127		2	3	1	2	2	2
ee12	Seccionador Tripolar de 138 kV	u	8,484	2						
ee26	Seccionador Tripolar de 345 kV	u	17,463							
ee15	Transf. de corriente Unipolar de 69 kV	u	4,392		3	3		3	3	3
ee16	Transf. de corriente Unipolar de 138 kV	u	7,392	3						
ee27	Transf. de corriente Unipolar de 345 kV	u	13,126							
ee19	Transf. potencial Unipolar de 69 kV	u	4,042		3	3		3		3
ee20	Transf. potencial Unipolar de 138 kV	u	6,892							
ee28	Transf. potencial Unipolar de 345 kV	u	8,421							

## MATERIALES

mse1	Aisladores - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	1,400	2.50	1.00	1.25	0.25	1.00	2.00	1.00
mse2	Barras, cables y tubos - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	625	3.00	1.00	1.25	0.25	1.00	2.50	1.00
mse3	Cables de control - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	3,500	1.35	1.00	1.15	0.25	1.25	1.10	1.25
mse4	Estructuras y Soportes - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	10,150	1.37	1.00	1.25	0.25	1.20	1.20	1.20
mse5	Paneles de protección y control - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	31,200	1.33	1.00	1.15		1.00	1.00	1.00

## OBRAS CIVILES

ociv2	Obras civiles en Campos - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	14,060	4.82	1.00	1.08	0.25	1.00	1.70	1.00
-------	---	----	--------	------	------	------	------	------	------	------

## MONTAJE

mpos1	Montaje electromecánico - Base 29 kV, BS, Conv.	gl	9,450	3.57	1.00	1.00	0.25	1.20	1.60	1.20
-------	---	----	-------	------	------	------	------	------	------	------

<b>INDIRECTOS (% sobre materiales y montaje)</b>		%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
--	--	---	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----



ETED (Dominicana)

## PRECIOS UNITARIOS DE UPEs

UPE-SE BASICO									
Orden	Código	Código aux	Costo Unitario (US\$/u)	Sup. Terreno (m <sup>2</sup> )	Tensión (kV)	Configuración	Tamaño	Cantidad Campos Maxima	Construcción
1	UPE 1-1	345BSpequeñaConv.	620,900	12100	345	BS	pequeña	4	Conv.
2	UPE 1-2	345BDpequeñaConv.	667,488	14400	345	BD	pequeña	5	Conv.
3	UPE 1-3	345BSmedianaConv.	838,650	19600	345	BS	mediana	8	Conv.
4	UPE 1-4	345BSgrandeConv.	1,068,588	25600	345	BS	grande	16	Conv.
5	UPE 1-5	138BSpequeñaConv.	356,156	4200	138	BS	pequeña	4	Conv.
6	UPE 1-6	138BSMedianaConv.	383,656	4200	138	BS	Mediana	8	Conv.
7	UPE 1-7	138BDpequeñaConv.	354,021	5200	138	BD	pequeña	5	Conv.
8	UPE 1-8	138BDMedianaConv.	421,913	5200	138	BD	Mediana	9	Conv.
9	UPE 1-9	138BSGrandeConv.	438,656	4200	138	BS	Grande	16	Conv.
10	UPE 1-10	69BSpequeñaConv.	233,736	1700	69	BS	pequeña	4	Conv.
11	UPE 1-11	69BSmedianaConv.	311,018	2700	69	BS	mediana	8	Conv.
12	UPE 1-12	69BDpequeñaConv.	257,564	2100	69	BD	pequeña	5	Conv.
13	UPE 1-13	69BDmedianaConv.	342,014	3400	69	BD	mediana	9	Conv.
14	UPE 1-14	69BSgrandeConv.	449,114	4200	69	BS	grande	16	Conv.
UPE-SE CAMPOS									
Orden	Código	Código aux	Costo Unitario (US\$/u)	Tensión (kV)	Tipo de Modulo	Configuración	Construcción	Aislación	Cantidad de Int.
1	UPE 2-1	345ELBSconv.1	542,126	345	EL	BS	conv.	aire	1
2	UPE 2-2	345CTBSconv.1	559,733	345	CT	BS	conv.	aire	1
3	UPE 2-3	345CABSconv.1	543,844	345	CA	BS	conv.	aire	1
4	UPE 2-4	138ELBSconv.1	323,360	138	EL	BS	conv.	aire	1
5	UPE 2-5	138ELBDconv.2	440,614	138	EL	BD	conv.	aire	2
6	UPE 2-6	138ELBSconv.0	35,407	138	EL	BS	conv.	aire	0
7	UPE 2-7	138CTBSconv.1	332,871	138	CT	BS	conv.	aire	1
8	UPE 2-8	138CABSconv.1	347,381	138	CA	BS	conv.	aire	1
9	UPE 2-9	69ELBSconv.1	189,816	69	EL	BS	conv.	aire	1
10	UPE 2-10	69ELBDconv.2	261,228	69	EL	BD	conv.	aire	2
11	UPE 2-11	69ELBSconv.0	18,654	69	EL	BS	conv.	aire	0
12	UPE 2-12	69CTBSconv.1	195,810	69	CT	BS	conv.	aire	1
13	UPE 2-13	69CABSconv.1	195,822	69	CA	BS	conv.	aire	1
14	UPE 2-14	69CCBSconv.1	195,810	69	CC	BS	conv.	aire	1
UPE-MAQUINAS									
Orden	Código	Código aux	Costo Unitario (US\$/MVA) (1)	Tensión (kV)	Potencia [MVA]	Fases	Construcción	Rango Potencia	Tipo Máquina
1	UPE 3-1	69   -3-CAPAC.	35,844	69	10	3	conv.		CAPAC.
2	UPE 3-2	138/69/MT   0 a 50-3-TRANSF.	41,205	138/69/MT	25	3	conv.	0 a 50	TRANSF.
3	UPE 3-3	138/69/MT   51 a 100-3-TRANSF.	19,314	138/69/MT	75	3	conv.	51 a 100	TRANSF.
4	UPE 3-4	138/69/MT   101 a 200-3-TRANSF.	13,091	138/69/MT	150	3	conv.	101 a 200	TRANSF.
5	UPE 3-5	138/69   0 a 50-3-TRANSF.	58,609	138/69	25	3	conv.	0 a 50	TRANSF.
6	UPE 3-6	138/69   51 a 100-3-TRANSF.	26,482	138/69	75	3	conv.	51 a 100	TRANSF.
7	UPE 3-7	138/69   101 a 200-3-TRANSF.	16,029	138/69	150	3	conv.	101 a 200	TRANSF.
8	UPE 3-8	345/138   0 a 150-3-TRANSF.	22,938	345/138	140	3	conv.	0 a 150	TRANSF.
9	UPE 3-9	345/138   151 a 300-3-TRANSF.	17,060	345/138	300	3	conv.	151 a 300	TRANSF.
10	UPE 3-10	345/138   301 a 450-3-TRANSF.	15,722	345/138	400	3	conv.	301 a 450	TRANSF.
11	UPE 3-11	69/MT   0 a 15-3-TRANSF.	27,669	69/MT	10	3	conv.	0 a 15	TRANSF.
12	UPE 3-12	69/MT   16 a 25-3-TRANSF.	19,455	69/MT	20	3	conv.	16 a 25	TRANSF.
13	UPE 3-13	69/MT   26 a 35-3-TRANSF.	17,581	69/MT	30	3	conv.	26 a 35	TRANSF.
14	UPE 3-14	69/MT   36 a 50-3-TRANSF.	16,645	69/MT	40	3	conv.	36 a 50	TRANSF.

UPE-LINEAS																	
Orden	Código	Código aux	Costo Unitario (US\$/km)	Zona	Inst.	Terreno	Tensión (kV)	Vano medio	Ternas	Cond. por fase	HG	Mat. Cond	Sección	Poste	Aislación	Cimiento	Costo Serv. (US\$/km)
Orden	Código	Código aux	COSTO UPE LINEAS	Zona	Instalación	Terreno	Tensión (kV)	Vano medio	Ternas	Conductores por fase	Cable Guardia	Material Conductor	Sección	Material Poste/Estructura	Aislación	Cimiento	
1	UPE 4-1	345kV2DT559,5Llano/Ond.Rural	277,556	Rural	Aérea	Llano/Ond.	345	400	2	2	2	ACSR	559,5	Celosía	Polímero	Concreto	10,500
2	UPE 4-2	345kV3DT559,5Llano/Ond.Rural	316,687	Rural	Aérea	Llano/Ond.	345	400	2	3	2	ACSR	559,5	Celosía	Polímero	Concreto	10,500
3	UPE 4-3	345kV2DT559,5MontañosoRural	299,374	Rural	Aérea	Montañoso	345	400	2	2	2	ACSR	559,5	Celosía	Polímero	Concreto	1,750
4	UPE 4-4	345kV3DT559,5MontañosoRural	339,286	Rural	Aérea	Montañoso	345	400	2	3	2	ACSR	559,5	Celosía	Polímero	Concreto	1,750
5	UPE 4-5	138kV1ST477Llano/Ond.Rural	82,114	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	1	1	1	ACSR	477	Concreto	Disco	Concreto	6,600
6	UPE 4-6	138kV1DT477Llano/Ond.Rural	137,274	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	2	1	2	ACSR	477	Concreto	Disco	Concreto	6,600
7	UPE 4-7	138kV1ST477MontañosoRural	88,786	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	1	1	1	ACSR	477	Celosía	Disco	Concreto	1,100
8	UPE 4-8	138kV1DT477MontañosoRural	157,857	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	2	1	2	ACSR	477	Celosía	Disco	Concreto	1,100
9	UPE 4-9	138kV1ST559,5Llano/Ond.Rural	84,412	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	1	1	1	ACSR	559,5	Concreto	Disco	Concreto	6,600
10	UPE 4-10	138kV1DT559,5Llano/Ond.Rural	141,869	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	2	1	2	ACSR	559,5	Concreto	Disco	Concreto	6,600
11	UPE 4-11	138kV1ST559,5MontañosoRural	91,084	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	1	1	1	ACSR	559,5	Celosía	Disco	Concreto	1,100
12	UPE 4-12	138kV1DT559,5MontañosoRural	162,452	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	2	1	2	ACSR	559,5	Celosía	Disco	Concreto	1,100
13	UPE 4-13	138kV2ST477Llano/Ond.Rural	100,500	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	1	2	1	ACSR	477	Concreto	Disco	Concreto	6,000
14	UPE 4-14	138kV2DT477Llano/Ond.Rural	174,247	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	2	2	2	ACSR	477	Concreto	Disco	Concreto	6,600
15	UPE 4-15	138kV2ST477MontañosoRural	107,745	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	1	2	1	ACSR	477	Celosía	Disco	Concreto	1,100
16	UPE 4-16	138kV2DT477MontañosoRural	195,745	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	2	2	2	ACSR	477	Celosía	Disco	Concreto	1,100
17	UPE 4-17	138kV2ST559,5Llano/Ond.Rural	105,095	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	1	2	1	ACSR	559,5	Concreto	Disco	Concreto	6,600
18	UPE 4-18	138kV2DT559,5Llano/Ond.Rural	183,437	Rural	Aérea	Llano/Ond.	138	250	2	2	2	ACSR	559,5	Concreto	Disco	Concreto	6,600
19	UPE 4-19	138kV2ST559,5MontañosoRural	112,340	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	1	2	1	ACSR	559,5	Celosía	Disco	Concreto	1,100
20	UPE 4-20	138kV2DT559,5MontañosoRural	204,935	Rural	Aérea	Montañoso	138	333	2	2	2	ACSR	559,5	Celosía	Disco	Concreto	1,100
21	UPE 4-21	138kV2ST477Llano/Ond.Urbana	131,616	Urbana	Aérea	Llano/Ond.	138	167	1	2	1	ACSR	477	Concreto	Disco	Concreto	4,400
22	UPE 4-22	138kV2DT477Llano/Ond.Urbana	213,027	Urbana	Aérea	Llano/Ond.	138	167	2	2	2	ACSR	477	Concreto	Disco	Concreto	4,400
23	UPE 4-23	138kV2ST559,5Llano/Ond.Urbana	131,616	Urbana	Aérea	Llano/Ond.	138	167	1	2	1	ACSR	559,5	Concreto	Disco	Concreto	4,400
24	UPE 4-24	138kV2DT559,5Llano/Ond.Urbana	213,027	Urbana	Aérea	Llano/Ond.	138	167	2	2	2	ACSR	559,5	Concreto	Disco	Concreto	4,400
25	UPE 4-25	138kV2ST477Llano/Ond.UrbanaD	278,195	UrbanaD	Aérea	Llano/Ond.	138	143	1	2	1	ACSR	477	Metálico	Resina	Concreto	4,400
26	UPE 4-26	138kV2DT477Llano/Ond.UrbanaD	365,425	UrbanaD	Aérea	Llano/Ond.	138	143	2	2	2	ACSR	477	Metálico	Resina	Concreto	4,400
27	UPE 4-27	138kV2ST559,5Llano/Ond.UrbanaD	282,790	UrbanaD	Aérea	Llano/Ond.	138	143	1	2	1	ACSR	559,5	Metálico	Resina	Concreto	4,400
28	UPE 4-28	138kV2DT559,5Llano/Ond.UrbanaD	374,615	UrbanaD	Aérea	Llano/Ond.	138	143	2	2	2	ACSR	559,5	Metálico	Resina	Concreto	4,400
29	UPE 4-29	69kV1ST477Llano/Ond.Rural	95,531	Rural	Aérea	Llano/Ond.	69	222	1	1	1	ACSR	477	Concreto	Disco	Concreto	2,200
30	UPE 4-30	69kV1ST477MontañosoRural	96,013	Rural	Aérea	Montañoso	69	286	1	1	1	ACSR	477	Celosía	Disco	Concreto	1,100
31	UPE 4-31	69kV1ST559,5Llano/Ond.Rural	97,829	Rural	Aérea	Llano/Ond.	69	222	1	1	1	ACSR	559,5	Concreto	Disco	Concreto	2,200
32	UPE 4-32	69kV1ST559,5MontañosoRural	98,310	Rural	Aérea	Montañoso	69	286	1	1	1	ACSR	559,5	Celosía	Disco	Concreto	1,100
33	UPE 4-33	69kV1ST4/0Llano/Ond.Rural	84,822	Rural	Aérea	Llano/Ond.	69	222	1	1	1	ACSR	4/0	Concreto	Disco	Concreto	2,200
34	UPE 4-34	69kV1ST4/0MontañosoRural	85,304	Rural	Aérea	Montañoso	69	286	1	1	1	ACSR	4/0	Celosía	Disco	Concreto	1,100
35	UPE 4-35	69kV1ST477Llano/Ond.Urbana	161,886	Urbana	Aérea	Llano/Ond.	69	111	1	1	1	ACSR	477	Concreto	Resina	Concreto	4,400
36	UPE 4-36	69kV1ST559,5Llano/Ond.Urbana	164,183	Urbana	Aérea	Llano/Ond.	69	111	1	1	1	ACSR	559,5	Concreto	Resina	Concreto	4,400
37	UPE 4-37	69kV1ST4/0Llano/Ond.Urbana	151,177	Urbana	Aérea	Llano/Ond.	69	111	1	1	1	ACSR	4/0	Concreto	Resina	Concreto	4,400



ConCol



## ANEXO C

Hojas del archivo:

ETED Inventario de Líneas.xls



ETED República Dominicana

Inventario y Anualidad Líneas

LAT (Identificación) Origen	LAT (Identificación) Destino	Sistema	Nivel Tensión (kV)	Zona	Regional	Longitud (km)	Conductor por fase	Terna	Conductor Real	Conductor Estándar	Llano/Ond.	Montanoso	Pertenece a ETED (1=Si; 0=No)	Pagado por ETED (1=Si; 0=No)
CEPP 2	Puerto Plata B	S	69	Urbana	NORTE	0.20	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Puerto Plata B	Playa Dorada	S	69	Urbana	NORTE	7.72	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Puerto Plata B-Playa Dorada	PPE Playa Dorada	S	69	Urbana	NORTE	0.05	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Playa Dorada	Sabaneta de Yasicá	S	69	Rural	NORTE	42.77	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Playa Dorada-Sabaneta de Yasicá	Aeropuerto La Unión	S	69	Rural	NORTE	0.24	1	ST	40 ACSR	40 ACSR		100%	1	1
Playa Dorada-Sabaneta de Yasicá	Acueducto Sosua	S	69	Rural	NORTE	13.71	1	ST	40 ACSR	40 ACSR		100%	1	1
Playa Dorada	Canabaco	S	69	Rural	NORTE	30.45	1	ST	40 ACSR	40 ACSR		100%	1	1
Playa Dorada-Canabaco	ZF-Gurabo	S	69	Rural	NORTE	4.39	1	ST	40 ACSR	40 ACSR		100%	1	1
Playa Dorada-Canabaco	León Jimenez	S	69	Rural	NORTE	6.38	1	ST	40 ACSR	40 ACSR		100%	1	1
Nagua 2	Plavista	S	69	Rural	NORTE	23.07	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Pimentel 69	El Abanico	S	69	Rural	NORTE	21.82	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	60%	40%	1	1
Pimentel 69	SFM	P	69	Rural	NORTE	24.68	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	40%	60%	1	1
SFM	Tap La Vega	P	69	Rural	NORTE	33.17	1	ST	40 AAAC	40 ACSR	50%	50%	1	1
Tap La Vega	La Vega	P	69	Rural	NORTE	2.18	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Pimentel 69-SFM	Codal	S	69	Urbana	NORTE	0.30	1	ST	40 AAAC	40 ACSR	100%		1	1
Pimentel 69-SFM	El Chivo	S	69	Urbana	NORTE	1.41	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Pimentel 69-SFM	La Sirena	S	69	Urbana	NORTE	0.31	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
SFM-Tap La Vega	Cenovi	S	69	Urbana	NORTE	1.34	1	ST	40 AAAC	40 ACSR	100%		1	1
SFM-Tap La Vega	Acueducto Cabuva	S	69	Urbana	NORTE	2.38	1	ST	40 AAAC	40 ACSR	100%		1	1
Pimentel 69	Hatillo	P	69	Rural	NORTE	23.81	1	ST	40 AAAC	40 ACSR		100%	1	1
Falcon	Bonao 2	S	69	Rural	NORTE	3.00	1	ST	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR		100%	1	1
Diesel Palamara	Inca	S	69	Rural	SUR	6.24	1	ST	40 AAAC	40 ACSR		100%	1	1
Inca	ZF Villa Altigracia	S	69	Rural	SUR	29.22	1	ST	40 AAAC	40 ACSR	20%	80%	1	1
Inca-ZF Villa Altigracia	Ciudad Satellite	S	69	Rural	SUR	0.20	1	ST	40 AAAC	40 ACSR		100%	1	1
Inca-ZF Villa Altigracia	Campamento 16 Agosto	S	69	Rural	SUR	0.56	1	ST	40 AAAC	40 ACSR		100%	1	1
Inca-ZF Villa Altigracia	Citricos Nacionales	S	69	Rural	SUR	4.80	1	ST	40 AAAC	40 ACSR		100%	1	1
Diesel Palamara	Bavona	P	69	Urbana	SUR	12.09	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Diesel Palamara-Bavona	Hato Nuevo	S	69	Urbana	SUR	1.00	1	ST	40 AAAC	40 ACSR	100%		1	1
Diesel Palamara-Bavona	Alcarrizos	S	69	Urbana	SUR	4.60	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Diesel Palamara	Arroyo Hondo	P	69	Urbana	SUR	11.30	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Diesel Palamara	Arroyo Hondo	P	69	Urbana	SUR	11.30	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Diesel Palamara-Arroyo Hondo	Complejo Plástico	S	69	Urbana	SUR	1.83	1	ST	477 MCM-ACSR	477 MCM-ACSR	100%		1	1
Diesel Palamara	BNI	S	69	Urbana	SUR	14.04	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Diesel Palamara-BNI	Aeropuerto La Isabela	S	69	Rural	SUR	1.00	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Arroyo Hondo	KM 10.5	P	69	Urbana	SUR	3.33	1	ST	477 MCM-ACSR	477 MCM-ACSR	100%		1	1
Arroyo Hondo	LA 40	P	69	Urbana	SUR	3.90	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Arroyo Hondo	Capotillo	P	69	Urbana	SUR	5.21	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Arroyo Hondo-Capotillo	Hielo Alaska	S	69	Urbana	SUR	1.44	1	ST	40 AAAC	40 ACSR	100%		1	1
Estrella del Mar	Timbeque 2	S	69	Urbana	ESTE	0.23	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
LA 40	Timbeque 2	P	69	Urbana	ESTE	5.30	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
LA 40-Timbeque 2	Finca La Isabela	S	69	Urbana	ESTE	2.00	1	ST	40 AAAC	40 ACSR	100%		1	1
Capotillo	Timbeque	P	69	Urbana	ESTE	3.37	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Timbeque 2	Timbeque	P	69	Urbana	ESTE	0.20	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Hainamosa	Acueducto Oriental	S	69	Urbana	ESTE	7.63	1	ST	40 AAAC	40 ACSR	100%		1	1
Hainamosa	Invienda	S	69	Urbana	ESTE	3.73	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Hainamosa	Tap Yamasa	S	69	Rural	ESTE	35.90	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Tap Yamasa	Yamasa	S	69	Rural	ESTE	0.70	1	ST	40 AAAC	40 ACSR	50%	50%	1	1
Tap Yamasa	Monte Plata	S	69	Rural	ESTE	26.57	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Cavacoa	Tap ZF Gildan	S	69	Rural	ESTE	31.14	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Cavacoa-Tap ZF Gildan	Brujuelas	S	69	Rural	ESTE	11.64	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Cavacoa-Tap ZF Gildan	Base Aérea	S	69	Rural	ESTE	4.20	1	ST	40 AAAC	40 ACSR	100%		1	1
Cavacoa-Tap ZF Gildan	ZF Gildan	S	69	Rural	ESTE	13.00	1	ST	40 AAAC	40 ACSR	100%		1	1
Cavacoa-Tap ZF Gildan	KM 24	S	69	Rural	ESTE	0.36	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Cavacoa	Tap Guavaberry	S	69	Rural	ESTE	3.90	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Tap Guavaberry	Guavaberry	S	69	Rural	ESTE	1.92	1	ST	40 AAAC	40 ACSR	100%		1	1
Cavacoa-Tap ZF Gildan	Boca Chica 69	S	69	Rural	ESTE	11.83	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Boca Chica 69	Multinodal Caucedo	S	69	Rural	ESTE	6.60	1	ST	40 AAAC	40 ACSR	100%		1	1
Cavacoa-Tap ZF Gildan	Aeropuerto	S	69	Rural	ESTE	14.57	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Tap Guavaberry	Cementos Nacionales	S	69	Rural	ESTE	14.00	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Cementos Nacionales	SPM	S	69	Rural	ESTE	5.92	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Puerto Plata B	Tap Zona Franca	S	69	Rural	NORTE	2.23	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Tap Zona Franca	Coraáplata	S	69	Rural	NORTE	3.63	1	ST	40 ACSR	40 ACSR	50%	50%	1	1
Tap Zona Franca	Navarrete 69	S	69	Rural	NORTE	43.76	1	ST	40 ACSR	40 ACSR	50%	50%	1	1
Navarrete 69	ZF Esperanza	S	69	Rural	NORTE	14.30	1	ST	40 ACSR	40 ACSR	50%	50%	1	1
Navarrete 69-ZF Esperanza	Cruce Esperanza	S	69	Rural	NORTE	0.21	1	ST	40 ACSR	40 ACSR	50%	50%	1	1
Navarrete 69-ZF Esperanza	Portela	S	69	Urbana	NORTE	0.40	1	ST	40 ACSR	40 ACSR	100%		1	1
Navarrete 69	Quinigüa	S	69	Urbana	NORTE	13.07	1	ST	40 ACSR	40 ACSR	100%		1	1
Navarrete 69-Quinigüa	Ochoa	S	69	Urbana	NORTE	0.93	1	ST	40 ACSR	40 ACSR	100%		1	1
Quinigüa	ZF Santiago	S	69	Urbana	NORTE	8.23	1	ST	359.5 MCM-AAAC	359.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Quinigüa-ZF Santiago	Est. Bombeo Quinigüa	S	69	Urbana	NORTE	2.42	1	ST	40 ACSR	40 ACSR	100%		1	1



ETED República Dominicana

Inventario y Anualidad Líneas

LAT (Identificación) Origen	LAT (Identificación) Destino	Sistema	Nivel Tensión (KV)	Zona	Regional	Longitud (km)	Conductor por fase	Terna	Conductor Real	Conductor Estándar	Llano/Ond.	Montanoso	Perteneciente a ETED (1=Si; 0=No)	Pagado por ETED (1=Si; 0=No)
ZF Santiago	Ferretería Ochoa	S	69	Urbana	NORTE	5.19	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR	100%		1	1
ZF Santiago-Ferretería Ochoa	Baldom	S	69	Urbana	NORTE	3.27	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR	100%		1	1
ZF Santiago-Ferretería Ochoa	Tenería Bermudez	S	69	Urbana	NORTE	0.29	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR	100%		1	1
ZF Santiago-Ferretería Ochoa	Pinco	S	69	Urbana	NORTE	6.49	1	ST	4/0 ACSR	4/0 ACSR	100%		1	1
Canabacoa	Unión Médica	S	69	Urbana	NORTE	7.15	1	ST	4/0 ACSR	4/0 ACSR	100%		1	1
Canabacoa	Cementos Cibao	S	69	Urbana	NORTE	5.29	1	ST	2/0 ACSR	4/0 ACSR	100%		1	1
Canabacoa-Cementos Cibao	Caribbean Ind. Park	S	69	Urbana	NORTE	0.52	1	ST	2/0 ACSR	4/0 ACSR	100%		1	1
Canabacoa-Cementos Cibao	JBS Industrial Park	S	69	Urbana	NORTE	7.44	1	ST	2/0 ACSR	4/0 ACSR	100%		1	1
Canabacoa	Moca	S	69	Rural	NORTE	19.34	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	40%	60%	1	1
Cruce Taveras	Diesel La Vega	S	69	Rural	NORTE	13.28	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Cruce Taveras-Diesel La Vega	ZF Vegana	S	69	Rural	NORTE	0.14	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR	100%		1	1
Canabacoa	La Vega	S	69	Rural	NORTE	28.94	1	ST	2/0 AAAC	4/0 ACSR	50%	50%	1	1
La Vega	Diesel La Vega	S	69	Urbana	NORTE	3.83	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
La Vega	ZF Dos Rios	P	69	Rural	NORTE	45.05	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR		100%	1	1
La Vega	Jimena	S	69	Rural	NORTE	17.70	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR		100%	1	1
La Vega-ZF Dos Rios	Rincon	S	69	Rural	NORTE	3.89	1	ST	4/0 ACSR	4/0 ACSR	100%		1	1
La Vega-ZF Dos Rios	Bonao Per	S	69	Rural	NORTE	2.13	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR	100%		1	1
Bonao Per	Bonao Pueblo	S	69	Urbana	NORTE	2.52	1	ST	1/0 Cu	4/0 ACSR	100%		1	1
ZF Dos Rios	Bonao 2	P	69	Rural	NORTE	1.10	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Río Blanco	Bonao 2	S	69	Rural	NORTE	14.90	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Hatillo	Tap Maimón	P	69	Rural	NORTE	37.80	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Maimón	La Cumbre	P	69	Rural	NORTE	29.01	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR	50%	50%	1	1
Piedra Blanca	Bonao 2	P	69	Rural	NORTE	12.62	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR	50%	50%	1	1
Multiquímica	Bavona	P	69	Urbana	SUR	5.70	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Multiquímica	Tap Písa	P	69	Rural	SUR	1.10	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Písa	Tap Bojos Granitos	P	69	Rural	SUR	2.30	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Tap Bojos Granitos	Haina	P	69	Urbana	SUR	2.22	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Bavona	Haina	P	69	Urbana	SUR	6.60	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
KM 10.5	Haina	P	69	Urbana	SUR	4.50	1	ST	477 MCM-ACSR	477 MCM-ACSR	100%		1	1
KM 10.5-Haina	bohemia	S	69	Urbana	SUR	0.90	1	ST	477 MCM-ACSR	477 MCM-ACSR	100%		1	1
Metro 69	Listin Diario	S	69	Urbana	SUR	1.59	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Metro 69-Listin Diario	Hache	S	69	Urbana	SUR	0.59	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Metro 69	Haina	P	69	Urbana	SUR	14.40	1	ST	477 MCM-ACSR	477 MCM-ACSR	100%		1	1
Metro 69	César N. Penso	P	69	Urbana	SUR	3.30	1	ST	477 MCM-ACSR	477 MCM-ACSR	100%		1	1
Herrera Nueva	Haina	S	69	Urbana	SUR	6.53	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Herrera Nueva-Haina	Aklom	S	69	Urbana	SUR	0.38	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Herrera Nueva-Haina	Oleoducto Falcon	S	69	Urbana	SUR	0.80	1	ST	2/0 AAAC	4/0 ACSR	100%		1	1
Timbeque	César N. Penso	P	69	Urbana	ESTE	2.80	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Timbeque	Despacho	S	69	Urbana	ESTE	0.30	1	ST	4/0 Cu	4/0 ACSR	100%		1	1
Timbeque	Los Mina	P	69	Urbana	ESTE	6.32	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Timbeque	Villa Duarte	P	69	Urbana	ESTE	3.25	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Timbeque-Villa Duarte	Molinos del Ozama	S	69	Urbana	ESTE	0.93	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR	100%		1	1
Los Mina	Villa Duarte	P	69	Urbana	ESTE	2.50	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Los Mina	Hielo Nacional	S	69	Urbana	ESTE	5.93	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR	100%		1	1
Los Mina-Hielo Nacional	Tamana	S	69	Urbana	ESTE	2.21	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR	100%		1	1
Los Mina-Hielo Nacional	Zona Franca San Isidro	S	69	Rural	ESTE	6.54	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR	100%		1	1
Hielo Nacional	Villa Duarte	S	69	Urbana	ESTE	4.36	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Los Mina	Perdida Sabana	S	69	Urbana	ESTE	6.5	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Los Mina-Perdida Sabana	Megacentro	S	69	Urbana	ESTE	2.174	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Perdida Sabana	Dajao	S	69	Rural	ESTE	4.95	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR	100%		1	1
SPM	Mitsubishi	S	69	Rural	ESTE	1.3	1	ST	559.5 MCM-ACSR	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
SPM	Sabana de la mar	S	69	Rural	ESTE	81	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
SPM	ZF SPM	S	69	Urbana	ESTE	3.9	1	ST	4/0 Cu	4/0 ACSR	100%		1	1
SPM-ZF SPM	Planta Vieja	S	69	Urbana	ESTE	0.3	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR	100%		1	1
Las Damas	Cruce Cabral	S	69	Rural	SUR	52.04	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR		100%	1	1
Las Damas-Cruce Cabral	Nevba	S	69	Rural	SUR	13.66	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR		100%	1	1
Barahona	Diesel Maxon	S	69	Urbana	SUR	0.05	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Barahona	Barahona TG	S	69	Urbana	SUR	0.08	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Barahona	Cruce Cabral	S	69	Urbana	SUR	6.55	1	ST	2/0 Cu	4/0 ACSR	100%		1	1
Barahona-Cruce Cabral	Ing. Barahona	S	69	Urbana	SUR	0.3	1	ST	2/0 Cu	4/0 ACSR	100%		1	1
Barahona	Barahona Carbon	S	69	Urbana	SUR	0.77	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Cruce Cabral	15 de Azua	S	69	Urbana	SUR	53.24	1	ST	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR	100%		1	1
Cruce Cabral	Tap Aeropuerto Barahona	S	69	Rural	SUR	0.75	1	ST	2/0 Cu	4/0 ACSR	100%		1	1
Tap Aeropuerto Barahona	Aeropuerto Barahona	S	69	Rural	SUR	0.04	1	ST	4/0 AAAC	4/0 ACSR	100%		1	1
Tap Aeropuerto Barahona	Tap s/n	S	69	Rural	SUR	16.23	1	ST	2/0 AAAC	4/0 ACSR	50%	50%	1	1



ETED República Dominicana

Inventario y Anualidad Líneas

LAT (Identificación) Origen	LAT (Identificación) Destino	Sistema	Nivel Tensión (KV)	Zona	Regional	Longitud (km)	Conductor por fase	Terna	Conductor Real	Conductor Estándar	LlamoOnd.	Montanoso	Perteneciente a ETED (1=Si; 0=No)	Pagado por ETED (1=Si; 0=No)
Tap s/n	Vicente Noble	S	69	Rural	SUR	6.69	1	ST	4/0 AAC	4/0 ACSR	50%	50%	1	1
Vicente Noble	Acueducto Barahona	S	69	Rural	SUR	2.13	1	ST	4/0 ACSR	4/0 ACSR	50%	50%	1	1
Sabaneta	San Juan	S	69	Rural	SUR	24.73	1	ST	1/0 Cu	4/0 ACSR		100%	1	1
San Juan	Sabana Yegua	S	69	Rural	SUR	22.8	1	ST	4/0 AAC	4/0 ACSR		100%	1	1
San Juan	Las Matas de Farfán	S	69	Rural	SUR	34.54	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	20%	80%	1	1
Las Matas de Farfán	Elias Piña	S	69	Rural	SUR	30.19	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	20%	80%	1	1
Sabana Yegua	15 de Azua	S	69	Rural	SUR	44.09	1	ST	4/0 AAC	4/0 ACSR		100%	1	1
15 de Azua	Pizarrete	S	69	Rural	SUR	91.25	1	ST	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR		100%	1	1
15 de Azua-Pizarrete	San José de Ocoa	S	69	Rural	SUR	26.27	1	ST	1/0 Cu	4/0 ACSR		100%	1	1
Los Toros	Los Toros	S	69	Rural	SUR	8.1	1	ST	4/0 AAC	4/0 ACSR		100%	1	1
Jimenoa	Jarabacoa	S	69	Rural	SUR	0.6	1	ST	4/0 AAC	4/0 ACSR		100%	1	1
Jimenoa	Constanza	S	69	Rural	SUR	31.44	1	ST	2/0 Cu	4/0 ACSR		100%	1	1
Pizarrete	Goya	S	69	Rural	SUR	23.63	1	ST	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR		100%	1	1
Pizarrete-Goya	Ingenio CAEL	S	69	Rural	SUR	0.59	1	ST	4/0 AAC	4/0 ACSR		100%	1	1
Goya	Piña	S	69	Rural	ESTE	12.81	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Goya-Piña	ZF Nigua	S	69	Urbana	SUR	0.16	1	ST	4/0 AAC	4/0 ACSR	100%	100%	1	1
Goya-Piña	Sodocal	S	69	Rural	SUR	0.38	1	ST	4/0 AAC	4/0 ACSR	100%	100%	1	1
Goya-Piña	KvQ	S	69	Rural	SUR	0.17	1	ST	4/0 AAC	4/0 ACSR	100%	100%	1	1
Matadero 69	Haina	P	69	Urbana	SUR	9.8	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Matadero 69-Haina	Puerto de Haina	S	69	Urbana	SUR	0.2	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Matadero 69	Metaldom	S	69	Urbana	SUR	0.3	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
15 de Azua	Fondo Negro	S	69	Rural	SUR	29.92	1	ST	2/0 Cu	4/0 ACSR	50%	50%	1	1
Romana	Buena Vista	S	69	Urbana	ESTE	5.7	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Buena Vista	Higuay	S	69	Rural	ESTE	4.4	1	ST	4/0 ACSR	4/0 ACSR	100%	100%	1	1
Romana	Peligro Rancho	S	69	Rural	ESTE	38.4	1	ST	2/0 AAC	4/0 ACSR	100%	100%	1	1
Romana-Peligro Rancho	Batey Lechuga	S	69	Rural	ESTE	6.4	1	ST	2/0 AAC	4/0 ACSR	100%	100%	1	1
Romana-Peligro Rancho	Romana ABB Pueblo	S	69	Rural	ESTE	2.4	1	ST	4/0 ACSR	4/0 ACSR	100%	100%	1	1
Gaspar Hernández	Sabaneta de Yásica	S	69	Rural	NORTE	12	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Elias Piña	Pedro Santana	S	69	Rural	SUR	25	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Tamarindo	Boca Chica	S	69	Urbana	ESTE	20.6	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
El Seybo	Rancho Peligro	S	69	Rural	ESTE	12	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Madre Vieja	Sodocal	S	69	Rural	SUR	4	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Sabana de la Mar	El Seybo	S	69	Rural	ESTE	50	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Puerto Plata A	Puerto Plata II	P	138	Urbana	NORTE	4.5	2	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Puerto Plata A	Smith Enron	P	138	Urbana	NORTE	2.5	2	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Smith Enron	Puerto Plata II	P	138	Urbana	NORTE	2	2	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Samana	Sanchez	S	138	Rural	NORTE	30	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Sanchez	Nagua II	S	138	Rural	NORTE	40	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Nagua II	Pimentel	S	138	Rural	NORTE	40	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Pimentel	SFM	S	138	Rural	NORTE	25	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Falcon	Bonao 2	S	138	Rural	NORTE	3	1	ST	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR		100%	1	1
Palamara	Bonao 2	P	138	Rural	NORTE	38	1	DT	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Palamara	Villa Mella	P	138	Rural	SUR	12.7	1	DT	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Palamara	Hainamosa	P	138	Rural	SUR	23.99	1	DT	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Villa Mella	Hainamosa	P	138	Urbana	ESTE	15.13	2	DT	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Palamara	Valdesia	P	138	Rural	SUR	43	1	DT	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR		100%	1	1
Palamara	Althom	P	138	Urbana	SUR	27	2	DT	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Palamara	Itabo	P	138	Urbana	SUR	23	2	DT	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Timbeque 2	Los Mina	P	138	UrbanaD	ESTE	3.04	2	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Timbeque 2	Villa Duarte	P	138	UrbanaD	ESTE	3.43	2	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Timbeque 2	César N. Penson 138	P	138	UrbanaD	ESTE	3	2	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Hainamosa	Los Mina	P	138	Urbana	ESTE	7	2	DT	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Hainamosa	Villa Duarte	P	138	Urbana	ESTE	11.47	2	DT	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Hainamosa	AES Andres Interc	P	138	Rural	ESTE	28	1	DT	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Hainamosa	Juan Dolio	P	138	Rural	ESTE	60.11	1	DT	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Hainamosa	Boca Chica	P	138	Rural	ESTE	23	1	DT	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Juan Dolio	SPM 2	P	138	Rural	ESTE	12.48	1	DT	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
SPM 2	Boca Chica	P	138	Rural	ESTE	43.2	1	DT	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
AES Andres Interc	AES Andres	S	138	Rural	ESTE	16	1	ST	632.4 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
AES Andres Interc	SPM 2	P	138	Rural	ESTE	34.98	1	DT	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
SPM 2	Higuamo	S	138	Rural	ESTE	0.06	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
SPM 2	Sultana del Este	S	138	Rural	ESTE	6.7	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
SPM 2	CEMEX	S	138	Rural	ESTE	1.698	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
SPM 2	SPM	S	138	Rural	ESTE	6.13	1	DT	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	100%	100%	1	1
Monción	Mao	P	138	Rural	NORTE	24.68	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Monción	Sgo Rodriguez	P	138	Rural	NORTE	22.62	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Sgo Rodriguez	Dajabón	P	138	Rural	NORTE	41	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Mao	Navarrete 2	P	138	Rural	NORTE	32.2	1	ST	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Puerto Plata II	Navarrete 2	P	138	Rural	NORTE	37.9	1	DT	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Navarrete 2	ZF Santiago	P	138	Rural	NORTE	17.62	1	DT	559.5 MCM-AAAC	559.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1



ETED República Dominicana

Inventario y Anualidad Líneas

LAT (Identificación) Origen	LAT (Identificación) Destino	Sistema	Nivel Tensión (KV)	Zona	Regional	Longitud (km)	Conductor por fase	Tema	Conductor Real	Conductor Estándar	Llano/Ond.	Montanoso	Pertenece a ETED (1=Si; 0=No)	Pagado por ETED (1=Si; 0=No)
Tap s/n	Vicente Noble	S	69	Rural	SUR	6.69	1	ST	4/0 AAC	4/0 ACSR	50%	50%	1	1
Puerto Plata II	ZF Santiago	P	138	Rural	NORTE	35.32	1	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Gallera	Canabacoa	P	138	urbana	NORTE	9.8	2	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Gallera	ZF Santiago	P	138	urbana	NORTE	5.7	2	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Canabacoa	Bonao 2	P	138	Rural	NORTE	67	1	DT	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Canabacoa	Moca	S	138	Rural	NORTE	21	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	40%	60%	1	1
Canabacoa	Taveras	P	138	Rural	NORTE	15.9	1	DT	900 MCM-ACSR	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Canabacoa	Nibaje	P	138	Urbana	NORTE	11.1	2	DT	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR	100%		1	1
Canabacoa	ZF Santiago	P	138	Urbana	NORTE	16	2	DT	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR	100%		1	1
ZF Santiago	Nibaje	P	138	Urbana	NORTE	11.4	2	DT	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR	100%		1	1
Moca	Salcedo	S	138	Rural	NORTE	12	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Salcedo		S	138	Rural	NORTE	22	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Taveras	López Angostura	S	138	Rural	NORTE	5.3	1	ST	477 MCM-ACSR	477 MCM-ACSR		100%	1	1
Valdesia	Aguaicate	P	138	Rural	SUR	8.37	1	ST	477 MCM-ACSR	477 MCM-ACSR		100%	1	1
Valdesia	Pizarrete	P	138	Urbana	SUR	16.4	1	ST	477 MCM-ACSR	477 MCM-ACSR		100%	1	1
Paraiso	Metro 138	S	138	UrbanaD	SUR	4	2	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Metro 138	César N. Penso 138	P	138	UrbanaD	SUR	3.2	2	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Los Prados	Herrera	P	138	UrbanaD	SUR	6.2	2	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Los Prados	Itabo	P	138	Urbana	SUR	17.4	2	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Herrera		P	138	Urbana	SUR	11.2	2	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Los Prados	Embajador	P	138	UrbanaD	SUR	3.5	2	ST	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR	100%		1	1
Embajador	Matadero	P	138	UrbanaD	SUR	2.3	2	ST	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR	100%		1	1
Los Mina	Villa Duarte	P	138	Urbana	ESTE	3.04	2	ST	477 MCM-ACSR	477 MCM-ACSR	100%		1	1
El Brisal	Hainamosa	P	138	Urbana	ESTE	12.4	2	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
El Brisal	Villa Duarte	P	138	Urbana	ESTE	8	2	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Boca Chica	Victoria I	S	138	Rural	ESTE	1.5	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
SPM	Romana	S	138	Rural	ESTE	40.03	1	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Dajabon	Montecristi	P	138	Rural	NORTE	39.7	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Montecristi	Navarete 2	P	138	Rural	NORTE	90	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Higüey	Aguaicate	P	138	Rural	SUR	13.27	1	ST	477 MCM-ACSR	477 MCM-ACSR		100%	1	1
Higüey	Pizarrete	P	138	Rural	SUR	21.84	1	ST	477 MCM-ACSR	477 MCM-ACSR		100%	1	1
Pizarrete	15 de Azua	P	138	Rural	SUR	70	1	DT	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR		100%	1	1
Alsthon	Itabo	P	138	Urbana	SUR	0.21	2	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Matadero	Haina	P	138	Urbana	SUR	9.14	2	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Matadero	UASD 138	P	138	UrbanaD	SUR	3.5	2	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
César N. Penso 138	UASD 138	P	138	UrbanaD	ESTE	4	2	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
UASD 138	Alsthon	P	138	Urbana	SUR	18.1	2	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Higüey	El Seybo	S	138	Rural	ESTE	40.03	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Higüey	Romana	S	138	Rural	ESTE	32	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Barahona Carbon	15 de Azua	S	138	Rural	SUR	59.22	1	ST	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR		100%	1	1
15 de Azua	Monte Rio	S	138	Rural	SUR	14.3	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Itabo	Haina	P	138	Urbana	SUR	2.5	2	DT	450 MCM-ACAR	477 MCM-ACSR	100%		1	1
Cruce San Juan	San Juan	P	138	Rural	SUR	78	1	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Cruce San Juan	Pizarrete	P	138	Rural	SUR	63	1	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Ent. Barranquita	-	P	138	Urbana	SUR	3	2	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Ent. San Cristobal	-	P	138	Urbana	SUR	3	2	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Boca Chica	Guerra	P	138	Rural	ESTE	10	2	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Hidro El Corte (santana)	Dajabon	P	138	Rural	NORTE	70	1	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Naranjo	Canabacoa II	P	138	Rural	NORTE	4	1	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	80%	20%	1	1
Canabacoa	Jacagua	P	138	Rural	NORTE	18	1	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	80%	20%	1	1
Jacagua	Navarete	P	138	Rural	NORTE	19	1	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	80%	20%	1	1
San Juan	Bánica	S	138	Rural	NORTE	70	1	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Bánica	Hidro El Corte	S	138	Rural	NORTE	35	1	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Bonao III	Cotui	S	138	Rural	NORTE	31	1	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Cotui	Monte Plata	S	138	Rural	NORTE	47	1	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Cotui	Pimentel	S	138	Rural	NORTE	20	1	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Bonao II	Pimentel	S	138	Rural	NORTE	20	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Bonao II	Falconbridge	S	138	Rural	NORTE	0.2	1	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Bonao II	Bonao III	S	138	Rural	NORTE	0.8	1	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Santiago (Naranjo)	Canabacoa	P	138	Rural	NORTE	10	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Cruce Cabral	Barahona - Cruce SJ	S	138	Rural	SUR	20	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Cruce Cabral	Duvergé	S	138	Rural	SUR	49	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Rio SJ	Nagua	P	138	Rural	SUR	57	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Hainamosa	Monte Plata	P	138	Rural	ESTE	20	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Hainamosa	AES Interconexión	P	138	Rural	ESTE	1	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Juan Dollo/Boca chica	Hainamosa	P	138	Urbana	ESTE	2	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Paraiso	Itabo	P	138	Urbana	SUR	17.8	2	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Paraiso	Los Montes (Julio Sauri)	P	138	Urbana	SUR	20	2	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Palamara	Arroyo Hondo	P	138	Urbana	SUR	11.8	2	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Arroyo Hondo	Hainamosa	P	138	Urbana	SUR	19.4	2	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Palabé	Metro 138	P	138	urbana	SUR	27	2	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Palabé	Paraiso	P	138	urbana	SUR	23.9	2	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Itabo	UASD 138	P	138	urbana	SUR	7.9	2	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Puerto Plata	Cabarete	S	138	urbana	NORTE	37.6	2	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Cabarete	Rio San Juan	S	138	urbana	NORTE	55.3	2	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
Palabé	Pizarrete	P	138	urbana	SUR	36.4	2	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	100%		1	1
SPM 2 (Cemes)	Hato Mayor	P	138	Rural	ESTE	39	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	30%	50%	1	1
Hato Mayor	El Seybo	P	138	Rural	ESTE	24	1	ST	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR	50%	50%	1	1
Pepillo Salcedo	Santiago (Naranjo)	S	345	Rural	NORTE	107.7	3	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Los Montes (Julio Sauri)	Bahía de Ocoa (Puerto Viejo)	S	345	Rural	SUR	78	3	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Santiago (Naranjo)	Los Montes (Julio Sauri)	S	345	Rural	NORTE	120	3	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Guatumá	Guerra	S	345	Rural	ESTE	21	3	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Guatumá	Los Montes (Julio Sauri)	S	345	Rural	ESTE	21	3	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1
Santiago (Naranjo) - Sauri	Bonao III	S	345	Rural	NORTE	0.25	3	DT	539.5 MCM-AAAC	539.5 MCM-ACSR		100%	1	1



ConCol



## ANEXO D

Hojas del archivo:

ETED Inventario de SSEE.xls

*(Ídem Cuarto Informe Parcial)*

**ETED República Dominicana**
**Inventario y Anualidad Subestaciones**

Subestación (Identificación)	Sistema	Nivel de Tensión [Kv]	Zona	Regional	Tipo Activo	Itemización Activo	Nivel o Relación Tensión [Kv]	Potencia Nominal [MVA]	Rango Potencia Transf.	Fases Transf.	Unidad	Cantidad Activo	Construcción	Cant. Interruptores
Puerto Plata A	P	69	Urbana	NORTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Puerto Plata A	P	69	Urbana	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Puerto Plata A	P	138	Urbana	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	1	Conv.	1
Puerto Plata A	P	138	Urbana	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	1	Conv.	
Puerto Plata A	P	138	Urbana	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Puerto Plata A	P	138	Urbana	NORTE	Máquinas	transformador	138/69	100	51 a 100	3	u	1	Trifásico	
Puerto Plata A	P	138	Urbana	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
Puerto Plata B	P	69	Urbana	NORTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	4	Conv.	4
Puerto Plata B	P	69	Urbana	NORTE	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Mediana	
Puerto Plata II	P	69	Urbana	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Puerto Plata II	P	138	Urbana	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	4	Conv.	4
Puerto Plata II	P	138	Urbana	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Puerto Plata II	P	138	Urbana	NORTE	Máquinas	transformador	138/69	100	51 a 100	3	u	1	Trifásico	
Puerto Plata II	P	138	Urbana	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
Playa Dorada	P	69	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	3	Conv.	3
Playa Dorada	P	69	Rural	NORTE	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Gallera	P	138	Urbana	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Gallera	P	138	Urbana	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Samana	S	138	Urbana	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	1	Conv.	1
Samana	S	138	Urbana	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Samana	S	138	Urbana	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Nagua	S	69	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	1	Conv.	
Nagua	S	69	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Nagua	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Nagua	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Nagua	S	138	Rural	NORTE	Máquinas	transformador	138/69	30	0 a 50	3	u	1	Trifásico	
Nagua	S	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Pimentel 69	S	69	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	4	Conv.	4
Pimentel 69	S	69	Rural	NORTE	Campos de:	capacitor simple barra	69				u	1	Conv.	1
Pimentel 69	S	69	Rural	NORTE	Máquinas	capacitor	69	5			u	1	Conv.	
Pimentel 69	S	69	Rural	NORTE	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Mediana	
Pimentel 138	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Pimentel 138	S	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Moca 138	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Moca 138	S	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Salcedo	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Salcedo	S	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
SFM	S	69	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
SFM	S	69	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
SFM	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
SFM	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
SFM	S	138	Rural	NORTE	Máquinas	transformador	138/69	140	101 a 200	3	u	1	Trifásico	
SFM	S	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
Falcon	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Falcon	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Falcon	S	138	Rural	NORTE	Máquinas	transformador	38/69/MT	80	51 a 100	3	u	1	Trifásico	
Falcon	S	138	Rural	NORTE	básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
El Bonao II	P	69	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	4	Conv.	4
El Bonao II	P	69	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
El Bonao II	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	6	Conv.	6
El Bonao II	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
El Bonao II	P	138	Rural	NORTE	Máquinas	transformador	38/69/MT	140	101 a 200	3	u	1	Trifásico	
El Bonao II	P	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Grande	



ConCol

SIGLA  
Consultora en Energía

## ETED República Dominicana

## Inventario y Anualidad Subestaciones

Subestación (Identificación)	Pertenciente a ETED (1=Si; 0=No)	Pagado por ETED (1=Si; 0=No)	Año Entrada en Servicio	UPE ASIGNADA	Precio Unitario	VNR (US\$)	Factor Anualidad	Anualidad VNR (US\$/año)	Superficie Terreno (m2)	Anualidad Terrenos (US\$/año)	Asignación	Activo existente?
Puerto Plata A	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			P	si
Puerto Plata A	1	1	1900	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	si
Puerto Plata A	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	297 410	12,41%	36 922			P	si
Puerto Plata A	1	1	1900	UPE 2-6	35 407	35 407	12,41%	4 396			P	si
Puerto Plata A	1	1	1900	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	si
Puerto Plata A	1	1	1900	UPE 3-6	2 539 681	2 539 681	12,41%	315 285			P	si
Puerto Plata A	1	1	1900	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	5 040	P	si
Puerto Plata B	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	681 265	12,41%	84 575			P	si
Puerto Plata B	1	1	1900	UPE 1-11	307 638	307 638	12,41%	38 191	2 700	3 240	P	si
Puerto Plata II	1	1	2001	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	si
Puerto Plata II	1	1	2001	UPE 2-4	297 410	1 189 641	12,41%	147 686			P	si
Puerto Plata II	1	1	2001	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	si
Puerto Plata II	1	1	2001	UPE 3-6	2 539 681	2 539 681	12,41%	315 285			P	si
Puerto Plata II	1	1	2001	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	5 040	P	si
Playa Dorada	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	510 949	12,41%	63 431			P	si
Playa Dorada	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	si
Gallera	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	si
Gallera	1	1	1900	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	5 040	P	si
Samana	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	297 410	12,41%	36 922			S	si
Samana	1	1	1900	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			S	si
Samana	1	1	1900	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	5 040	S	si
Nagua	1	1	1900	UPE 2-11	18 654	18 654	12,41%	2 316			S	si
Nagua	1	1	1900	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			S	si
Nagua	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			S	si
Nagua	1	1	1900	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			S	si
Nagua	1	1	1900	UPE 3-5	1 758 274	1 758 274	12,41%	218 279			S	si
Nagua	1	1	1900	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	S	si
Pimentel 69	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	681 265	12,41%	84 575			S	si
Pimentel 69	1	1	1900	UPE 2-14	176 310	176 310	12,41%	21 888			S	si
Pimentel 69	1	1	1900	UPE 3-1	179 222	179 222	12,41%	22 249			S	si
Pimentel 69	1	1	1900	UPE 1-11	307 638	307 638	12,41%	38 191	2 700	324	S	si
Pimentel 138	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			S	si
Pimentel 138	1	1	1900	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	S	si
Moca 138	1	1	2000	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			S	si
Moca 138	1	1	2000	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	S	si
Salcedo	1	1	2000	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			S	si
Salcedo	1	1	2000	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	S	si
SFM	1	1	2001	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			S	si
SFM	1	1	2001	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			S	si
SFM	1	1	2001	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			S	si
SFM	1	1	2001	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			S	si
SFM	1	1	2001	UPE 3-7	3 418 700	3 418 700	12,41%	424 410			S	si
SFM	1	1	2001	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	504	S	si
Falcon	1	1	1987	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			S	si
Falcon	1	1	1987	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			S	si
Falcon	1	1	1987	UPE 3-3	1 545 141	1 545 141	12,41%	191 819			S	si
Falcon	1	1	1987	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	S	si
El Bonao II	1	1	2002	UPE 2-9	170 316	681 265	12,41%	84 575			P	si
El Bonao II	1	1	2002	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	si
El Bonao II	1	1	2002	UPE 2-4	297 410	1 784 461	12,41%	221 530			P	si
El Bonao II	1	1	2002	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	si
El Bonao II	1	1	2002	UPE 3-4	1 832 672	1 832 672	12,41%	227 515			P	si
El Bonao II	1	1	2002	UPE 1-9	434 431	434 431	12,41%	53 932	4 200	504	P	si

**ETED República Dominicana**
**Inventario y Anualidad Subestaciones**

Subestación (Identificación)	Sistema	Nivel de Tensión [Kv]	Zona	Regional	Tipo Activo	Itemización Activo	Nivel o Relación Tensión [Kv]	Potencia Nominal [MVA]	Rango Potencia Transf.	Fases Transf.	Unidad	Cantidad Activo	Construcción	Cant.Interruptores
Inca	P	69	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Inca	P	69	Rural	NORTE	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Palamara	P	69	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	5	Conv.	5
Palamara	P	69	Urbana	SUR	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Palamara	P	138	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	8	Conv.	8
Palamara	P	138	Urbana	SUR	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Palamara	P	138	Urbana	SUR	Máquinas	transformador	138/69	140	101 a 200	3	u	1	Trifásico	
Palamara	P	138	Urbana	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Grande	
Arroyo Hondo	P	69	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	4	Conv.	4
Arroyo Hondo	P	69	Urbana	SUR	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Arroyo Hondo	P	138	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	4	Conv.	4
Arroyo Hondo	P	138	Urbana	SUR	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Arroyo Hondo	P	138	Urbana	SUR	Campos de:	acoplamiento simple bar	138				u	1	Conv.	1
Arroyo Hondo	P	138	Urbana	SUR	Máquinas	transformador	138/69	140	101 a 200	3	u	1	Trifásico	
Arroyo Hondo	P	138	Urbana	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Grande	
Villa Mella	P	138	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Villa Mella	P	138	Urbana	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
La 40	P	69	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
La 40	P	69	Urbana	SUR	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Capotillo	P	69	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Capotillo	P	69	Urbana	ESTE	Básico	doble barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Timbeque II	P	69	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	3	Conv.	3
Timbeque II	P	69	Urbana	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Timbeque II	P	138	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	4	Conv.	4
Timbeque II	P	138	Urbana	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Timbeque II	P	138	Urbana	ESTE	Máquinas	transformador	138/69	140	101 a 200	3	u	1	Trifásico	
Timbeque II	P	138	Urbana	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Grande	
Estrella del Mar	P	69	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	1	Conv.	1
Estrella del Mar	P	69	Urbana	ESTE	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Hainamosa	P	69	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	3	Conv.	3
Hainamosa	P	69	Urbana	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Hainamosa	P	138	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	10	Conv.	10
Hainamosa	P	138	Urbana	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Hainamosa	P	138	Urbana	ESTE	Máquinas	transformador	138/69	140	101 a 200	3	u	1	Trifásico	
Hainamosa	P	138	Urbana	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Grande	
AES Interconexion	P	138	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	5	Conv.	5
AES Interconexion	P	138	Urbana	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
AES Andres	S	138	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	1	Conv.	1
AES Andres	S	138	Urbana	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
SPM 2	P	138	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	9	Conv.	9
SPM 2	P	138	Urbana	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Grande	
Sultana del Este	S	138	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	1	Conv.	1
Sultana del Este	S	138	Rural	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Cayacoa	P	69	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	1	Conv.	1
Cayacoa	P	69	Rural	ESTE	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Juan Dolio	P	138	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Juan Dolio	P	138	Rural	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Cemex	S	138	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	1	Conv.	1
Cemex	S	138	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	1	Conv.	1
Cemex	S	138	Rural	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Higuamo	S	138	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	1	Conv.	1
Higuamo	S	138	Rural	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Monción	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2



## Inventario y Anualidad Subestaciones

Subestación (Identificación)	Pertenece a ETED (1=Si; 0=No)	Pagado por ETED (1=Si; 0=No)	Año Entrada en Servicio	UPE ASIGNADA	Precio Unitario	VNR (US\$)	Factor Anualidad	Anualidad VNR (US\$/año)	Superficie Terreno (m2)	Anualidad Terrenos (US\$/año)	Asignación	Activo existente?
Inca	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			P	si
Inca	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	si
Palamara	1	1	1999	UPE 2-9	170 316	851 581	12,41%	105 718			P	si
Palamara	1	1	1900	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	si
Palamara	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	2 379 282	12,41%	295 373			P	si
Palamara	1	1	1981	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	si
Palamara	1	1	1900	UPE 3-7	3 418 700	3 418 700	12,41%	424 410			P	si
Palamara	1	1	1900	UPE 1-9	434 431	434 431	12,41%	53 932	4 200	5 040	P	si
Arroyo Hondo	1	1	1991	UPE 2-9	170 316	681 265	12,41%	84 575			P	si
Arroyo Hondo	1	1	1991	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	no
Arroyo Hondo	1	1	2011	UPE 2-4	297 410	1 189 641	12,41%	147 686			P	no
Arroyo Hondo	1	1	2011	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	no
Arroyo Hondo	1	1	2011	UPE 2-8	321 431	321 431	12,41%	39 904			P	no
Arroyo Hondo	1	1	2011	UPE 3-7	3 418 700	3 418 700	12,41%	424 410			P	no
Arroyo Hondo	1	1	1991	UPE 1-9	434 431	434 431	12,41%	53 932	4 200	5 040	P	si
Villa Mella	1	1	2003	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	si
Villa Mella	1	1	2003	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	5 040	P	si
La 40	1	1	1987	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			P	si
La 40	1	1	1987	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	2 040	P	si
Capotillo	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			P	si
Capotillo	1	1	1900	UPE 1-12	254 607	254 607	12,41%	31 608	2 100	2 520	P	si
Timbeque II	1	1	2001	UPE 2-9	170 316	510 949	12,41%	63 431			P	si
Timbeque II	1	1	2001	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	si
Timbeque II	1	1	2001	UPE 2-4	297 410	1 189 641	12,41%	147 686			P	si
Timbeque II	1	1	2001	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	si
Timbeque II	1	1	2001	UPE 3-7	3 418 700	3 418 700	12,41%	424 410			P	si
Timbeque II	1	1	2001	UPE 1-9	434 431	434 431	12,41%	53 932	4 200	5 040	P	si
Estrella del Mar	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	170 316	12,41%	21 144			P	si
Estrella del Mar	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	2 040	P	si
Hainamosa	1	1	1998	UPE 2-9	170 316	510 949	12,41%	63 431			P	si
Hainamosa	1	1	1998	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	si
Hainamosa	1	1	1998	UPE 2-4	297 410	2 974 102	12,41%	369 216			P	si
Hainamosa	1	1	1998	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	si
Hainamosa	1	1	1998	UPE 3-7	3 418 700	3 418 700	12,41%	424 410			P	si
Hainamosa	1	1	1998	UPE 1-9	434 431	434 431	12,41%	53 932	4 200	5 040	P	si
AES Interconexion	1	1	2000	UPE 2-4	297 410	1 487 051	12,41%	184 608			P	si
AES Interconexion	1	1	2000	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	5 040	P	si
AES Andres	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	297 410	12,41%	36 922			S	si
AES Andres	1	1	1900	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	5 040	S	si
SPM 2	1	1	2001	UPE 2-4	297 410	2 676 692	12,41%	332 294			P	si
SPM 2	1	1	2001	UPE 1-9	434 431	434 431	12,41%	53 932	4 200	5 040	P	si
Sultana del Este	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	297 410	12,41%	36 922			S	si
Sultana del Este	1	1	1900	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	S	si
Cayacoa	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	170 316	12,41%	21 144			P	si
Cayacoa	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	si
Juan Dolio	1	1	2002	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	si
Juan Dolio	1	1	2002	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	si
Cemex	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	297 410	12,41%	36 922			S	si
Cemex	1	1	2010	UPE 2-4	297 410	297 410	12,41%	36 922			S	no
Cemex	1	1	1900	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	S	si
Higuamo	1	1	2025	UPE 2-4	297 410	297 410	12,41%	36 922			S	no
Higuamo	1	1	2025	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	S	no
Monción	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	si

**Inventario y Anualidad Subestaciones**

Subestación (Identificación)	Sistema	Nivel de Tensión [Kv]	Zona	Regional	Tipo Activo	Itemización Activo	Nivel o Relación Tensión [Kv]	Potencia Nominal [MVA]	Rango Potencia Transf.	Fases Transf.	Unidad	Cantidad Activo	Construcción	Cant.Interruptores
Monción	P	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Stgo Rodríguez	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Stgo Rodríguez	P	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Mao	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Mao	P	138	Rural	NORTE	Básico	doble barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Canabacoa	P	69	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	5	Conv.	5
Canabacoa	P	69	Rural	NORTE	Campos de:	capacitor simple barra	69				u	1	Conv.	1
Canabacoa	P	69	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Canabacoa	P	69	Rural	NORTE	Campos de:	acoplamiento simple bar	69				u	1	Conv.	1
Canabacoa	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	8	Conv.	8
Canabacoa	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Canabacoa	P	138	Rural	NORTE	Máquinas	transformador	38/69/MT	200	101 a 200	3	u	1	Trifásico	
Canabacoa	P	69	Rural	NORTE	Máquinas	capacitor	69	15			u	1	Conv.	
Canabacoa	P	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Grande	
Hatillo	P	69	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Hatillo	P	69	Rural	NORTE	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Rincón	P	69	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	1	Conv.	1
Rincón	P	69	Rural	NORTE	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Dos Ríos	P	69	Urbana	NORTE	Campos de:	línea doble barra	69				u	1	Conv.	2
Dos Ríos	P	69	Urbana	NORTE	Básico	doble barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Rio Blanco	P	69	Urbana	NORTE	Campos de:	línea doble barra	69				u	1	Conv.	2
Rio Blanco	P	69	Urbana	NORTE	Básico	doble barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Valdesia	P	138	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	4	Conv.	4
Valdesia	P	138	Rural	SUR	Campos de:	acoplamiento simple bar	138				u	1	Conv.	1
Valdesia	P	138	Rural	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
Multiquímica	P	69	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Multiquímica	P	69	Rural	SUR	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Bayona	P	69	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	3	Conv.	3
Bayona	P	69	Rural	SUR	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Herrera 69	P	69	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	3	Conv.	3
Herrera 69	P	69	Rural	SUR	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Herrera 138	P	138	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Herrera 138	P	138	Rural	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Km 10.5	P	69	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Km 10.5	P	69	Rural	SUR	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Los Prados	P	138	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	3	Conv.	3
Los Prados	P	138	Rural	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Timbeque I	P	69	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	7	Conv.	7
Timbeque I	P	69	Rural	ESTE	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Mediana	
Los Mina 69	P	69	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	4	Conv.	4
Los Mina 69	P	69	Rural	ESTE	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Los Mina 138	P	138	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	4	Conv.	4
Los Mina 138	P	138	Rural	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
SPM1	S	69	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	5	Conv.	5
SPM1	S	69	Urbana	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
SPM1	S	138	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	4	Conv.	4
SPM1	S	138	Urbana	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
SPM1	S	138	Urbana	ESTE	Máquinas	transformador	138/69	112	101 a 200	3	u	1	Trifásico	
SPM1	S	138	Urbana	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Grande	
Dajabon	P	138	Urbana	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Dajabon	P	138	Urbana	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Montecristi	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Montecristi	P	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	



## Inventario y Anualidad Subestaciones

Subestación (Identificación)	Pertenece a ETED (1=Si; 0=No)	Pagado por ETED (1=Si; 0=No)	Año Entrada en Servicio	UPE ASIGNADA	Precio Unitario	VNR (US\$)	Factor Anualidad	Anualidad VNR (US\$/año)	Superficie Terreno (m2)	Anualidad Terrenos (US\$/año)	Asignación	Activo existente?
Monción	1	1	1900	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	si
Stgo Rodriguez	1	1	2025	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	no
Stgo Rodriguez	1	1	2025	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	no
Mao	1	1	1997	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	si
Mao	1	1	1997	UPE 1-7	349 332	349 332	12,41%	43 367	5 200	624	P	si
Canabacoa	1	1	1989	UPE 2-9	170 316	851 581	12,41%	105 718			P	si
Canabacoa	1	1	1999	UPE 2-14	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	si
Canabacoa	1	1	1991	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	si
Canabacoa	1	1	1989	UPE 2-13	176 322	176 322	12,41%	21 889			P	si
Canabacoa	1	1	2005	UPE 2-4	297 410	2 379 282	12,41%	295 373			P	si
Canabacoa	1	1	1980	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	si
Canabacoa	1	1	1900	UPE 3-4	2 618 103	2 618 103	12,41%	325 021			P	si
Canabacoa	1	1	1900	UPE 3-1	537 667	537 667	12,41%	66 748			P	si
Canabacoa	1	1	1989	UPE 1-9	434 431	434 431	12,41%	53 932	4 200	504	P	si
Hatillo	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			P	si
Hatillo	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	si
Rincón	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	170 316	12,41%	21 144			P	si
Rincón	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	si
Dos Ríos	1	1	1900	UPE 2-10	238 803	238 803	12,41%	29 646			P	si
Dos Ríos	1	1	1900	UPE 1-12	254 607	254 607	12,41%	31 608	2 100	2 520	P	si
Rio Blanco	1	1	1900	UPE 2-10	238 803	238 803	12,41%	29 646			P	si
Rio Blanco	1	1	1900	UPE 1-12	254 607	254 607	12,41%	31 608	2 100	2 520	P	si
Valdesia	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	1 189 641	12,41%	147 686			P	si
Valdesia	1	1	1900	UPE 2-8	321 431	321 431	12,41%	39 904			P	si
Valdesia	1	1	1900	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	504	P	si
Multiquímica	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			P	si
Multiquímica	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	si
Bayona	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	510 949	12,41%	63 431			P	si
Bayona	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	si
Herrera 69	1	1	1988	UPE 2-9	170 316	510 949	12,41%	63 431			P	si
Herrera 69	1	1	1988	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	si
Herrera 138	1	1	2002	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	si
Herrera 138	1	1	2002	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	si
Km 10.5	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			P	si
Km 10.5	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	si
Los Prados	1	1	1999	UPE 2-4	297 410	892 231	12,41%	110 765			P	si
Los Prados	1	1	1999	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	si
Timbeque I	1	1	2000	UPE 2-9	170 316	1 192 214	12,41%	148 006			P	si
Timbeque I	1	1	2000	UPE 1-11	307 638	307 638	12,41%	38 191	2 700	324	P	si
Los Mina 69	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	681 265	12,41%	84 575			P	si
Los Mina 69	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	si
Los Mina 138	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	1 189 641	12,41%	147 686			P	si
Los Mina 138	1	1	1900	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	si
SPM1	1	1	1981	UPE 2-9	170 316	851 581	12,41%	105 718			S	si
SPM1	1	1	1981	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			S	si
SPM1	1	1	1998	UPE 2-4	297 410	1 189 641	12,41%	147 686			S	si
SPM1	1	1	1981	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			S	si
SPM1	1	1	1981	UPE 3-7	2 734 960	2 734 960	12,41%	339 528			S	si
SPM1	1	1	1981	UPE 1-9	434 431	434 431	12,41%	53 932	4 200	5 040	S	si
Dajabon	1	1	1997	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	si
Dajabon	1	1	1997	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	5 040	P	si
Montecristi	1	1	1997	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	si
Montecristi	1	1	1997	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	si



## Inventario y Anualidad Subestaciones

Subestación (Identificación)	Sistema	Nivel de Tensión [Kv]	Zona	Regional	Tipo Activo	Itemización Activo	Nivel o Relación Tensión [Kv]	Potencia Nominal [MVA]	Rango Potencia Transf.	Fases Transf.	Unidad	Cantidad Activo	Construcción	Cant. Interruptores
Navarrete	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	4	Conv.	4
Navarrete	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Navarrete	P	69	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	3	Conv.	3
Navarrete	P	69	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Navarrete	P	138	Rural	NORTE	Máquinas	transformador	138/69	140	101 a 200	3	u	1	Trifásico	
Navarrete	P	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
López Angostura	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	1	Conv.	1
López Angostura	S	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Taveras	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	3	Conv.	3
Taveras	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	acoplamiento simple bar	138				u	1	Conv.	1
Taveras	S	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
La Vega	P	69	Urbana	NORTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	5	Conv.	5
La Vega	P	69	Urbana	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
La Vega	P	138	Urbana	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	5	Conv.	5
La Vega	P	138	Urbana	NORTE	Campos de:	acoplamiento simple bar	138				u	1	Conv.	1
La Vega	P	138	Urbana	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
La Vega	P	138	Urbana	NORTE	Máquinas	transformador	138/69	140	101 a 200	3	u	1	Trifásico	
La Vega	P	138	Urbana	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
ZF Santiago	P	69	Rural	NORTE	Campos de:	línea doble barra	69				u	1	Conv.	2
ZF Santiago	P	69	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
ZF Santiago	P	69	Rural	NORTE	Campos de:	capacitor simple barra	138				u	1	Conv.	1
ZF Santiago	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea doble barra	138				u	3	Conv.	6
ZF Santiago	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
ZF Santiago	P	69	Rural	NORTE	Máquinas	capacitor	69	10			u	1	Conv.	
ZF Santiago	P	138	Rural	NORTE	Máquinas	transformador	138/69	140	101 a 200	3	u	1	Trifásico	
ZF Santiago	P	138	Rural	NORTE	Básico	doble barra	138				u	1	Conv. Mediana	
Nibaje	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	4	Conv.	4
Nibaje	P	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Jigüey	P	138	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Jigüey	P	138	Urbana	SUR	Campos de:	acoplamiento simple bar	138				u	1	Conv.	1
Jigüey	P	138	Urbana	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Aguacate	P	138	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Aguacate	P	138	Rural	SUR	Campos de:	acoplamiento simple bar	138				u	1	Conv.	1
Aguacate	P	138	Rural	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Pizarrete	P	69	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Pizarrete	P	69	Urbana	SUR	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Pizarrete	P	138	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	4	Conv.	4
Pizarrete	P	138	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	1	Conv.	1
Pizarrete	P	138	Urbana	SUR	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Pizarrete	P	138	Urbana	SUR	Máquinas	transformador	138/69	50/100	0 a 50	3	u	1	Trifásico	
Pizarrete	P	138	Urbana	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Grande	
Alstthon	P	138	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	3	Conv.	3
Alstthon	P	138	Rural	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Itabo	P	138	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	6	Conv.	6
Itabo	P	138	Rural	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
Piisa	P	69	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Piisa	P	69	Rural	SUR	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Refinería	P	69	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Refinería	P	69	Rural	SUR	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Haina	P	69	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				0	6	Conv.	6
Haina	P	69	Rural	SUR	Campos de:	acoplamiento simple bar	69				u	1	Conv.	1
Haina	P	69	Rural	SUR	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Haina	P	138	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	5	Conv.	5



## Inventario y Anualidad Subestaciones

Subestación (Identificación)	Pertenece a ETED (1=Si; 0=No)	Pagado por ETED (1=Si; 0=No)	Año Entrada en Servicio	UPE ASIGNADA	Precio Unitario	VNR (US\$)	Factor Anualidad	Anualidad VNR (US\$/año)	Superficie Terreno (m2)	Anualidad Terrenos (US\$/año)	Asignación	Activo existente?
Navarrete	1	1	1998	UPE 2-4	297 410	1 189 641	12,41%	147 686			P	si
Navarrete	1	1	2012	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	no
Navarrete	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	510 949	12,41%	63 431			P	si
Navarrete	1	1	2012	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	no
Navarrete	1	1	2012	UPE 3-7	3 418 700	3 418 700	12,41%	424 410			P	no
Navarrete	1	1	1998	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	504	P	si
López Angostura	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	297 410	12,41%	36 922			S	si
López Angostura	1	1	1900	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	S	si
Taveras	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	892 231	12,41%	110 765			S	si
Taveras	1	1	1900	UPE 2-8	321 431	321 431	12,41%	39 904			S	si
Taveras	1	1	1900	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	S	si
La Vega	1	1	1991	UPE 2-9	170 316	851 581	12,41%	105 718			P	si
La Vega	1	1	2010	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	no
La Vega	1	1	2010	UPE 2-4	297 410	1 487 051	12,41%	184 608			P	no
La Vega	1	1	2010	UPE 2-8	321 431	321 431	12,41%	39 904			P	no
La Vega	1	1	2010	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	no
La Vega	1	1	2010	UPE 3-7	3 418 700	3 418 700	12,41%	424 410			P	no
La Vega	1	1	1991	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	5 040	P	si
ZF Santiago	1	1	1900	UPE 2-10	238 803	238 803	12,41%	29 646			P	si
ZF Santiago	1	1	1900	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	si
ZF Santiago	1	1	1900	UPE 2-14	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	si
ZF Santiago	1	1	1900	UPE 2-5	410 771	1 232 314	12,41%	152 984			P	si
ZF Santiago	1	1	1900	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	si
ZF Santiago	1	1	1900	UPE 3-1	340 523	340 523	12,41%	42 274			P	si
ZF Santiago	1	1	1900	UPE 3-7	3 418 700	3 418 700	12,41%	424 410			P	si
ZF Santiago	1	1	1900	UPE 1-8	417 223	417 223	12,41%	51 796	5 200	624	P	si
Nibaje	1	1	1995	UPE 2-4	297 410	1 189 641	12,41%	147 686			P	si
Nibaje	1	1	1995	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	si
Jigüey	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	si
Jigüey	1	1	1900	UPE 2-8	321 431	321 431	12,41%	39 904			P	si
Jigüey	1	1	1900	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	5 040	P	si
Aguacate	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	si
Aguacate	1	1	1900	UPE 2-8	321 431	321 431	12,41%	39 904			P	si
Aguacate	1	1	1900	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	si
Pizarrete	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			P	si
Pizarrete	1	1	1900	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	si
Pizarrete	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	1 189 641	12,41%	147 686			P	si
Pizarrete	1	1	2008	UPE 2-4	297 410	297 410	12,41%	36 922			P	no
Pizarrete	1	1	1999	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	si
Pizarrete	1	1	1900	UPE 3-5	2 930 456	2 930 456	12,41%	363 798			P	si
Pizarrete	1	1	1900	UPE 1-9	434 431	434 431	12,41%	53 932	4 200	5 040	P	si
Alsthor	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	892 231	12,41%	110 765			P	si
Alsthor	1	1	1900	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	si
Itabo	1	1	1900	UPE 2-4	297 410	1 784 461	12,41%	221 530			P	si
Itabo	1	1	1900	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	504	P	si
Piisa	1	1	2025	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			P	no
Piisa	1	1	2025	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	no
Refinería	1	1	2025	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			P	no
Refinería	1	1	2025	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	no
Haina	1	1	1989	UPE 2-9	170 316	1 021 897	12,41%	126 862			P	si
Haina	1	1	1999	UPE 2-13	176 322	176 322	12,41%	21 889			P	si
Haina	1	1	1977	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	si
Haina	1	1	1981	UPE 2-4	297 410	1 487 051	12,41%	184 608			P	si

**Inventario y Anualidad Subestaciones**

Subestación (Identificación)	Sistema	Nivel de Tensión [Kv]	Zona	Regional	Tipo Activo	Itemización Activo	Nivel o Relación Tensión [Kv]	Potencia Nominal [MVA]	Rango Potencia Transf.	Fases Transf.	Unidad	Cantidad Activo	Construcción	Cant. Interruptores
Haina	P	138	Rural	SUR	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Haina	P	138	Rural	SUR	Máquinas	transformador	138/69	140	101 a 200	3	u	1	Trifásico	
Haina	P	138	Rural	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Grande	
Embajador	P	138	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Embajador	P	138	Rural	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Metro 69	P	69	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	3	Conv.	3
Metro 69	P	69	Rural	SUR	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Metro 69	P	69	Rural	SUR	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Metro 138	P	138	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Metro 138	P	138	Rural	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Metro 138	P	138	Rural	ESTE	Máquinas	transformador	138/69	80	51 a 100	3	u	1	Trifásico	
Metro 138	P	138	Rural	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Paraíso	S	138	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	1	Conv.	1
Paraíso	S	138	Rural	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Estrella del Norte	P	69	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	1	Conv.	1
Estrella del Norte	P	69	Rural	ESTE	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Matadero 69	P	69	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	3	Conv.	3
Matadero 69	P	69	Urbana	SUR	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Matadero 138	P	138	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	4	Conv.	4
Matadero 138	P	138	Urbana	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
UASD 138	P	138	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	3	Conv.	3
UASD 138	P	138	Rural	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
CNP 138	P	138	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	3	Conv.	3
CNP 138	P	138	Rural	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Villa Duarte	P	69	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	3	Conv.	3
Villa Duarte	P	69	Rural	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Villa Duarte	P	138	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	4	Conv.	4
Villa Duarte	P	138	Rural	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Villa Duarte	P	138	Rural	ESTE	Máquinas	transformador	138/69	140	101 a 200	3	u	1	Trifásico	
Villa Duarte	P	138	Rural	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Grande	
El Brisal	P	138	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
El Brisal	P	138	Rural	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Boca Chica	P	69	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	1	Conv.	1
Boca Chica	P	69	Rural	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Boca Chica	P	69	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	1	Conv.	1
Boca Chica	P	69	Rural	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Boca Chica	P	138	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Boca Chica	P	138	Rural	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	2	Conv.	2
Boca Chica	P	138	Rural	ESTE	Máquinas	transformador	138/69	60	51 a 100	3	u	1	Trifásico	
Boca Chica	P	138	Rural	ESTE	Máquinas	transformador	138/69	100	51 a 100	3	u	1	Trifásico	
Boca Chica	P	138	Rural	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
Mitsubishi	P	69	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Mitsubishi	P	69	Rural	ESTE	Campos de:	acoplamiento simple bar	69				u	1	Conv.	1
Mitsubishi	P	69	Rural	ESTE	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Cementos Nacionales	P	69	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	1	Conv.	1
Cementos Nacionales	P	69	Rural	ESTE	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
15 Azua	S	69	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	5	Conv.	5
15 Azua	S	69	Rural	SUR	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
15 Azua	S	138	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	4	Conv.	4
15 Azua	S	138	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	3	Conv.	3
15 Azua	S	138	Rural	SUR	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
15 Azua	S	138	Rural	SUR	Máquinas	transformador	138/69	70/90	51 a 100	3	u	1	Trifásico	
15 Azua	S	138	Rural	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Grande	



## Inventario y Anualidad Subestaciones

Subestación (Identificación)	Pertenece a ETED (1=Si; 0=No)	Pagado por ETED (1=Si; 0=No)	Año Entrada en Servicio	UPE ASIGNADA	Precio Unitario	VNR (US\$)	Factor Anualidad	Anualidad VNR (US\$/año)	Superficie Terreno (m2)	Anualidad Terrenos (US\$/año)	Asignación	Activo existente?
Haina	1	1	1981	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	si
Haina	1	1	1981	UPE 3-7	3 418 700	3 418 700	12,41%	424 410			P	si
Haina	1	1	1981	UPE 1-9	434 431	434 431	12,41%	53 932	4 200	504	P	si
Embajador	1	1	1994	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	si
Embajador	1	1	1994	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	si
Metro 69	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	510 949	12,41%	63 431			P	si
Metro 69	1	1	1900	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	si
Metro 69	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	si
Metro 138	1	1	2007	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	si
Metro 138	1	1	2007	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	si
Metro 138	1	1	2007	UPE 3-6	2 031 745	2 031 745	12,41%	252 228			P	si
Metro 138	1	1	2007	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	si
Paraíso	1	1	2007	UPE 2-4	297 410	297 410	12,41%	36 922			S	si
Paraíso	1	1	2007	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	S	si
Estrella del Norte	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	170 316	12,41%	21 144			P	si
Estrella del Norte	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	si
Matadero 69	1	1	1989	UPE 2-9	170 316	510 949	12,41%	63 431			P	si
Matadero 69	1	1	1989	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	2 040	P	si
Matadero 138	1	1	1999	UPE 2-4	297 410	1 189 641	12,41%	147 686			P	si
Matadero 138	1	1	1999	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	5 040	P	si
UASD 138	1	1	2007	UPE 2-4	297 410	892 231	12,41%	110 765			P	si
UASD 138	1	1	2007	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	si
CNP 138	1	1	2007	UPE 2-4	297 410	892 231	12,41%	110 765			P	si
CNP 138	1	1	2007	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	si
Villa Duarte	1	1	1987	UPE 2-9	170 316	510 949	12,41%	63 431			P	si
Villa Duarte	1	1	1987	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	si
Villa Duarte	1	1	1998	UPE 2-4	297 410	1 189 641	12,41%	147 686			P	si
Villa Duarte	1	1	1981	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	si
Villa Duarte	1	1	1987	UPE 3-7	3 418 700	3 418 700	12,41%	424 410			P	si
Villa Duarte	1	1	1987	UPE 1-9	434 431	434 431	12,41%	53 932	4 200	504	P	si
El Brisal	1	1	2008	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	no
El Brisal	1	1	2008	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	no
Boca Chica	1	1	1997	UPE 2-9	170 316	170 316	12,41%	21 144			P	si
Boca Chica	1	1	1997	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	si
Boca Chica	1	1	2009	UPE 2-9	170 316	170 316	12,41%	21 144			P	no
Boca Chica	1	1	2009	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	no
Boca Chica	1	1	1997	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	si
Boca Chica	1	1	1997	UPE 2-7	306 921	613 841	12,41%	76 204			P	si
Boca Chica	1	1	1997	UPE 3-6	1 523 809	1 523 809	12,41%	189 171			P	si
Boca Chica	1	1	2009	UPE 3-6	2 539 681	2 539 681	12,41%	315 285			P	no
Boca Chica	1	1	1997	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	504	P	si
Mitsubishi	1	1	2025	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			P	no
Mitsubishi	1	1	2025	UPE 2-13	176 322	176 322	12,41%	21 889			P	no
Mitsubishi	1	1	2025	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	no
Cementos Nacionales	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	170 316	12,41%	21 144			P	si
Cementos Nacionales	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	204	P	si
15 Azua	1	1	1999	UPE 2-9	170 316	851 581	12,41%	105 718			S	si
15 Azua	1	1	1999	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			S	si
15 Azua	1	1	1999	UPE 2-4	297 410	1 189 641	12,41%	147 686			S	si
15 Azua	1	1	2008	UPE 2-4	297 410	892 231	12,41%	110 765			S	no
15 Azua	1	1	1999	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			S	si
15 Azua	1	1	1999	UPE 3-6	1 777 777	1 777 777	12,41%	220 700			S	si
15 Azua	1	1	1999	UPE 1-9	434 431	434 431	12,41%	53 932	4 200	504	S	si



## Inventario y Anualidad Subestaciones

Subestación (Identificación)	Sistema	Nivel de Tensión [Kv]	Zona	Regional	Tipo Activo	Itemización Activo	Nivel o Relación Tensión [Kv]	Potencia Nominal [MVA]	Rango Potencia Transf.	Fases Transf.	Unidad	Cantidad Activo	Construcción	Cant. Interruptores
Barahona Carbón	S	69	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Barahona Carbón	S	69	Rural	SUR	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Barahona Carbón	S	138	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	1	Conv.	1
Barahona Carbón	S	138	Rural	SUR	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Barahona Carbón	S	138	Rural	SUR	Máquinas	transformador	138/69	40	0 a 50	3	u	1	Trifásico	
Barahona Carbón	S	138	Rural	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
Cruce Cabral	P	69	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	4	Conv.	4
Cruce Cabral	P	69	Urbana	SUR	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Sabana Yegua	S	69	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Sabana Yegua	S	69	Urbana	SUR	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Sabaneta	S	69	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	1	Conv.	1
Sabaneta	S	69	Urbana	SUR	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Seybo	S	69	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	1	Conv.	1
Seybo	S	69	Urbana	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Seybo	S	138	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	1	Conv.	1
Seybo	S	138	Urbana	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Seybo	S	138	Urbana	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Higüey	S	138	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Higüey	S	138	Urbana	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Higüey	S	138	Urbana	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Romana	S	69	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Romana	S	69	Urbana	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Romana	S	138	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	4	Conv.	4
Romana	S	138	Urbana	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Romana	S	138	Urbana	ESTE	Máquinas	transformador	138/69	70	51 a 100	3	u	1	Trifásico	
Romana	S	138	Urbana	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
Romana ABB Pueblo	S	69	Urbana	ESTE	Campos de:	capacitor simple barra	69				u	1	Conv.	1
Romana ABB Pueblo	S	69	Urbana	ESTE	Máquinas	capacitor	69	7			u	1	Conv.	1
Romana ABB Pueblo	S	69	Urbana	ESTE	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Hato Mayor	P	69	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Hato Mayor	P	69	Urbana	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Hato Mayor	P	138	Urbana	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Hato Mayor	P	138	Urbana	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Hato Mayor	P	138	Urbana	ESTE	Campos de:	acoplamiento simple bar	138				u	1	Conv.	1
Hato Mayor	P	138	Urbana	ESTE	Máquinas	transformador	138/69	70	51 a 100	3	u	1	Trifásico	
Hato Mayor	P	138	Urbana	ESTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
San Juan de la Maguana	S	69	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	3	Conv.	3
San Juan de la Maguana	S	69	Urbana	SUR	Campos de:	transformador simple ba	69				u	2	Conv.	2
San Juan de la Maguana	S	138	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
San Juan de la Maguana	S	138	Urbana	SUR	Campos de:	transformador simple ba	138				u	2	Conv.	2
San Juan de la Maguana	S	138	Urbana	SUR	Máquinas	transformador	138/69	70	51 a 100	3	u	1	Trifásico	
San Juan de la Maguana	S	138	Urbana	SUR	Máquinas	transformador	138/69	28	0 a 50	3	u	1	Trifásico	
San Juan de la Maguana	S	138	Urbana	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
Las Matas de Farfán	S	69	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Las Matas de Farfán	S	69	Urbana	SUR	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Las Matas de Farfán	S	69	Urbana	SUR	Básico	simple barra	69				u	1	Conv. Pequeña	
Barranquita	S	138	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Barranquita	S	138	Urbana	SUR	Campos de:	transformador simple ba	138				u	2	Conv.	2
Barranquita	S	138	Urbana	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
San Cristobal	P	69	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	69				u	4	Conv.	4
San Cristobal	P	69	Urbana	SUR	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
San Cristobal	P	138	Urbana	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2



## Inventario y Anualidad Subestaciones

Subestación (Identificación)	Pertenece a ETED (1=Si; 0=No)	Pagado por ETED (1=Si; 0=No)	Año Entrada en Servicio	UPE ASIGNADA	Precio Unitario	VNR (US\$)	Factor Anualidad	Anualidad VNR (US\$/año)	Superficie Terreno (m2)	Anualidad Terrenos (US\$/año)	Asignación	Activo existente?
Barahona Carbón	1	1	1998	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			S	si
Barahona Carbón	1	1	1998	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			S	si
Barahona Carbón	1	1	1998	UPE 2-4	297 410	297 410	12,41%	36 922			S	si
Barahona Carbón	1	1	1998	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			S	si
Barahona Carbón	1	1	1998	UPE 3-5	2 344 365	2 344 365	12,41%	291 038			S	si
Barahona Carbón	1	1	1998	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	504	S	si
Cruce Cabral	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	681 265	12,41%	84 575			P	si
Cruce Cabral	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	2 040	P	si
Sabana Yegua	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			S	si
Sabana Yegua	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	2 040	S	si
Sabaneta	1	1	1900	UPE 2-9	170 316	170 316	12,41%	21 144			S	si
Sabaneta	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	2 040	S	si
Seybo	1	1	2025	UPE 2-9	170 316	170 316	12,41%	21 144			S	no
Seybo	1	1	2025	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			S	no
Seybo	1	1	2000	UPE 2-4	297 410	297 410	12,41%	36 922			S	si
Seybo	1	1	2012	UPE 2-4	297 410	297 410	12,41%	36 922			S	no
Seybo	1	1	2000	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			S	si
Seybo	1	1	2000	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	5 040	S	si
Higüey	1	1	2000	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			S	si
Higüey	1	1	2000	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			S	si
Higüey	1	1	2000	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	5 040	S	si
Romana	1	1	1997	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			S	si
Romana	1	1	1997	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			S	si
Romana	1	1	1997	UPE 2-4	297 410	1 189 641	12,41%	147 686			S	si
Romana	1	1	1997	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			S	si
Romana	1	1	1997	UPE 3-6	1 777 777	1 777 777	12,41%	220 700			S	si
Romana	1	1	1997	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	5 040	S	si
Romana ABB Pueblo	1	1	1900	UPE 2-14	176 310	176 310	12,41%	21 888			S	si
Romana ABB Pueblo	1	1	1900	UPE 3-1	250 911	250 911	12,41%	31 149			S	si
Romana ABB Pueblo	1	1	1900	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	2 040	S	si
Hato Mayor	1	1	2012	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			P	no
Hato Mayor	1	1	2012	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	no
Hato Mayor	1	1	2012	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	no
Hato Mayor	1	1	2012	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	no
Hato Mayor	1	1	2012	UPE 2-8	321 431	321 431	12,41%	39 904			P	no
Hato Mayor	1	1	2012	UPE 3-6	1 777 777	1 777 777	12,41%	220 700			P	no
Hato Mayor	1	1	2012	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	5 040	P	no
San Juan de la Maguana	1	1	2011	UPE 2-9	170 316	510 949	12,41%	63 431			S	no
San Juan de la Maguana	1	1	2011	UPE 2-12	176 310	352 620	12,41%	43 776			S	no
San Juan de la Maguana	1	1	2011	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			S	no
San Juan de la Maguana	1	1	2011	UPE 2-7	306 921	613 841	12,41%	76 204			S	no
San Juan de la Maguana	1	1	2011	UPE 3-6	1 777 777	1 777 777	12,41%	220 700			S	no
San Juan de la Maguana	1	1	2011	UPE 3-5	1 641 055	1 641 055	12,41%	203 727			S	no
San Juan de la Maguana	1	1	2011	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	5 040	S	no
Las Matas de Farfán	1	1	2012	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			S	no
Las Matas de Farfán	1	1	2012	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			S	no
Las Matas de Farfán	1	1	2012	UPE 1-10	231 096	231 096	12,41%	28 689	1 700	2 040	S	no
Barranquita	1	1	2025	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			S	no
Barranquita	1	1	2025	UPE 2-7	306 921	613 841	12,41%	76 204			S	no
Barranquita	1	1	2025	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	5 040	S	no
San Cristobal	1	1	2011	UPE 2-9	170 316	681 265	12,41%	84 575			P	no
San Cristobal	1	1	2011	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			P	no
San Cristobal	1	1	2011	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	no



## Inventario y Anualidad Subestaciones

Subestación (Identificación)	Sistema	Nivel de Tensión [Kv]	Zona	Regional	Tipo Activo	Itemización Activo	Nivel o Relación Tensión [Kv]	Potencia Nominal [MVA]	Rango Potencia Transf.	Fases Transf.	Unidad	Cantidad Activo	Construcción	Cant.Interruptores
San Cristobal	P	138	Urbana	SUR	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
San Cristobal	P	138	Urbana	SUR	Máquinas	transformador	138/69	100	51 a 100	3	u	1	Trifásico	
San Cristobal	P	138	Urbana	SUR	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
Bonao III	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	4	Conv.	4
Bonao III	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Bonao III	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	acoplamiento simple bar	138				u	1	Conv.	1
Bonao III	S	345	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	345				u	2	Conv.	2
Bonao III	S	345	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	345				u	1	Conv.	1
Bonao III	S	345	Rural	NORTE	Campos de:	acoplamiento simple bar	345				u	1	Conv.	1
Bonao III	S	345	Rural	NORTE	Máquinas	transformador	345/138	300	151 a 300	3	u	1	Trifásico	
Bonao III	S	345	Rural	NORTE	Básico	simple barra	345				u	1	Conv. Grande	
Gaspar Hernández	S	69	Urbana	NORTE	Campos de:	línea simple barra	69				u	2	Conv.	2
Gaspar Hernández	S	69	Urbana	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	69				u	1	Conv.	1
Gaspar Hernández	S	138	Urbana	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Gaspar Hernández	S	138	Urbana	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Gaspar Hernández	S	138	Urbana	NORTE	Máquinas	transformador	138/69	70	51 a 100	3	u	1	Trifásico	
Gaspar Hernández	S	138	Urbana	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
Guerra	S	138	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	10	Conv.	10
Guerra	S	138	Rural	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	2	Conv.	2
Guerra	S	138	Rural	ESTE	Campos de:	acoplamiento simple bar	138				u	1	Conv.	1
Guerra	S	345	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	345				u	2	Conv.	2
Guerra	S	345	Rural	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	345				u	2	Conv.	2
Guerra	S	345	Rural	ESTE	Campos de:	acoplamiento simple bar	345				u	1	Conv.	1
Guerra	S	345	Rural	ESTE	Máquinas	transformador	345/138	300	151 a 300	3	u	2	Trifásico	
Guerra	S	345	Rural	ESTE	Básico	simple barra	345				u	1	Conv. Grande	
Canabacoa II	P	138	Urbana	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	6	Conv.	6
Canabacoa II	P	138	Urbana	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	2	Conv.	2
Canabacoa II	P	138	Urbana	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
Gurabo	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Gurabo	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	2	Conv.	2
Gurabo	P	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Jacagua	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	4	Conv.	4
Jacagua	P	138	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	2	Conv.	2
Jacagua	P	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Mediana	
Sanchez	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	2	Conv.	2
Sanchez	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	138				u	1	Conv.	1
Sanchez	S	138	Rural	NORTE	Básico	simple barra	138				u	1	Conv. Pequeña	
Guanuma	S	345	Rural	ESTE	Campos de:	línea simple barra	345				u	6	Conv.	6
Guanuma	S	345	Rural	ESTE	Campos de:	transformador simple ba	345				u	2	Conv.	2
Guanuma	S	345	Rural	ESTE	Campos de:	acoplamiento simple bar	345				u	1	Conv.	1
Guanuma	S	345	Rural	ESTE	Básico	simple barra	345				u	1	Conv. Grande	
Pepillo Salcedo	S	345	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	345				u	4	Conv.	4
Pepillo Salcedo	S	345	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	345				u	1	Conv.	1
Pepillo Salcedo	S	345	Rural	NORTE	Máquinas	transformador	345/138	300	151 a 300	3	u	1	Trifásico	
Pepillo Salcedo	S	345	Rural	NORTE	Básico	simple barra	345				u	1	Conv. Mediana	
Naranjo	S	138	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	138				u	8	Conv.	8
Naranjo	S	345	Rural	NORTE	Campos de:	línea simple barra	345				u	4	Conv.	4
Naranjo	S	345	Rural	NORTE	Campos de:	transformador simple ba	345				u	2	Conv.	2
Naranjo	S	345	Rural	NORTE	Máquinas	transformador	345/138	300	151 a 300	3	u	2	Trifásico	
Naranjo	S	345	Rural	NORTE	Básico	simple barra	345				u	1	Conv. Grande	
Sauri (Palabé)	S	138	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	138				u	8	Conv.	8
Sauri (Palabé)	S	345	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	345				u	4	Conv.	4
Sauri (Palabé)	S	345	Rural	SUR	Campos de:	transformador simple ba	345				u	2	Conv.	2
Sauri (Palabé)	S	345	Rural	SUR	Máquinas	transformador	345/138	400	301 a 450	3	u	2	Trifásico	
Sauri (Palabé)	S	345	Rural	SUR	Básico	simple barra	345				u	1	Conv. Grande	
Bahía de Ocoa	S	345	Rural	SUR	Campos de:	línea simple barra	345				u	4	Conv.	4
Bahía de Ocoa	S	345	Rural	SUR	Campos de:	transformador simple ba	345				u	1	Conv.	1
Bahía de Ocoa	S	345	Rural	SUR	Máquinas	transformador	345/138	300	151 a 300	3	u	1	Trifásico	
Bahía de Ocoa	S	345	Rural	SUR	Básico	simple barra	345				u	1	Conv. Mediana	



ConCol

SIGLA  
Consultora en Energía

## Inventario y Anualidad Subestaciones

Subestación (Identificación)	Pertenece a ETED (1=Si; 0=No)	Pagado por ETED (1=Si; 0=No)	Año Entrada en Servicio	UPE ASIGNADA	Precio Unitario	VNR (US\$)	Factor Anualidad	Anualidad VNR (US\$/año)	Superficie Terreno (m2)	Anualidad Terrenos (US\$/año)	Asignación	Activo existente?
San Cristobal	1	1	2011	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			P	no
San Cristobal	1	1	2011	UPE 3-6	2 539 681	2 539 681	12,41%	315 285			P	no
San Cristobal	1	1	2011	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	5 040	P	no
Bonao III	1	1	2012	UPE 2-4	297 410	1 189 641	12,41%	147 686			S	no
Bonao III	1	1	2012	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			S	no
Bonao III	1	1	2012	UPE 2-8	321 431	321 431	12,41%	39 904			S	no
Bonao III	1	1	2012	UPE 2-1	497 126	994 253	12,41%	123 430			S	no
Bonao III	1	1	2012	UPE 2-2	514 733	514 733	12,41%	63 901			S	no
Bonao III	1	1	2012	UPE 2-3	498 844	498 844	12,41%	61 928			S	no
Bonao III	1	1	2012	UPE 3-9	5 117 968	5 117 968	12,41%	635 363			S	no
Bonao III	1	1	2012	UPE 1-4	1 058 188	1 058 188	12,41%	131 367	25 600	3 072	S	no
Gaspar Hernández	1	1	2025	UPE 2-9	170 316	340 632	12,41%	42 287			S	no
Gaspar Hernández	1	1	2025	UPE 2-12	176 310	176 310	12,41%	21 888			S	no
Gaspar Hernández	1	1	2025	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			S	no
Gaspar Hernández	1	1	2025	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			S	no
Gaspar Hernández	1	1	2025	UPE 3-6	1 777 777	1 777 777	12,41%	220 700			S	no
Gaspar Hernández	1	1	2025	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	5 040	S	no
Guerra	1	1	2012	UPE 2-4	297 410	2 974 102	12,41%	369 216			S	no
Guerra	1	1	2012	UPE 2-7	306 921	613 841	12,41%	76 204			S	no
Guerra	1	1	2012	UPE 2-8	321 431	321 431	12,41%	39 904			S	no
Guerra	1	1	2012	UPE 2-1	497 126	994 253	12,41%	123 430			S	no
Guerra	1	1	2012	UPE 2-2	514 733	1 029 465	12,41%	127 802			S	no
Guerra	1	1	2012	UPE 2-3	498 844	498 844	12,41%	61 928			S	no
Guerra	1	1	2012	UPE 3-9	5 117 968	10 235 936	12,41%	1 270 727			S	no
Guerra	1	1	2012	UPE 1-4	1 058 188	1 058 188	12,41%	131 367	25 600	3 072	S	no
Canabacoa II	1	1	2025	UPE 2-4	297 410	1 784 461	12,41%	221 530			P	no
Canabacoa II	1	1	2025	UPE 2-7	306 921	613 841	12,41%	76 204			P	no
Canabacoa II	1	1	2025	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	5 040	P	no
Gurabo	1	1	2025	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			P	no
Gurabo	1	1	2025	UPE 2-7	306 921	613 841	12,41%	76 204			P	no
Gurabo	1	1	2025	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	P	no
Jacagua	1	1	2025	UPE 2-4	297 410	1 189 641	12,41%	147 686			P	no
Jacagua	1	1	2025	UPE 2-7	306 921	613 841	12,41%	76 204			P	no
Jacagua	1	1	2025	UPE 1-6	379 431	379 431	12,41%	47 104	4 200	504	P	no
Sanchez	1	1	2007	UPE 2-4	297 410	594 820	12,41%	73 843			S	si
Sanchez	1	1	2007	UPE 2-7	306 921	306 921	12,41%	38 102			S	si
Sanchez	1	1	2007	UPE 1-5	351 931	351 931	12,41%	43 690	4 200	504	S	si
Guanuma	1	1	2012	UPE 2-1	497 126	2 982 759	12,41%	370 291			S	no
Guanuma	1	1	2012	UPE 2-2	514 733	1 029 465	12,41%	127 802			S	no
Guanuma	1	1	2012	UPE 2-3	498 844	498 844	12,41%	61 928			S	no
Guanuma	1	1	2012	UPE 1-4	1 058 188	1 058 188	12,41%	131 367	25 600	3 072	S	no
Pepillo Salcedo	1	1	2012	UPE 2-1	497 126	1 988 506	12,41%	246 860			S	no
Pepillo Salcedo	1	1	2012	UPE 2-2	514 733	514 733	12,41%	63 901			S	no
Pepillo Salcedo	1	1	2012	UPE 3-9	5 117 968	5 117 968	12,41%	635 363			S	no
Pepillo Salcedo	1	1	2012	UPE 1-3	829 550	829 550	12,41%	102 983	19 600	2 352	S	no
Naranjo	1	1	2009	UPE 2-4	297 410	2 379 282	12,41%	295 373			S	no
Naranjo	1	1	2009	UPE 2-1	497 126	1 988 506	12,41%	246 860			S	no
Naranjo	1	1	2009	UPE 2-2	514 733	1 029 465	12,41%	127 802			S	no
Naranjo	1	1	2009	UPE 3-9	5 117 968	10 235 936	12,41%	1 270 727			S	no
Naranjo	1	1	2009	UPE 1-4	1 058 188	1 058 188	12,41%	131 367	25 600	3 072	S	no
Sauri (Palabé)	1	1	2009	UPE 2-4	297 410	2 379 282	12,41%	295 373			S	no
Sauri (Palabé)	1	1	2009	UPE 2-1	497 126	1 988 506	12,41%	246 860			S	no
Sauri (Palabé)	1	1	2009	UPE 2-2	514 733	1 029 465	12,41%	127 802			S	no
Sauri (Palabé)	1	1	2009	UPE 3-10	6 288 718	12 577 436	12,41%	1 561 409			S	no
Sauri (Palabé)	1	1	2009	UPE 1-4	1 058 188	1 058 188	12,41%	131 367	25 600	3 072	S	no
Bahia de Ocoa	1	1	2011	UPE 2-1	497 126	1 988 506	12,41%	246 860			S	no
Bahia de Ocoa	1	1	2011	UPE 2-2	514 733	514 733	12,41%	63 901			S	no
Bahia de Ocoa	1	1	2011	UPE 3-9	5 117 968	5 117 968	12,41%	635 363			S	no
Bahia de Ocoa	1	1	2011	UPE 1-3	829 550	829 550	12,41%	102 983	19 600	2 352	S	no



ConCol



SIGLA  
Consultora en Energía



Shaw®

## ANEXO E

Hojas del archivo:

ETED Costos de Explotación.xls

*(Ídem Cuarto Informe Parcial)*

**RESUMEN DE RESULTADOS**

Concepto	U\$S/año	Porcentaje
Salarios (Personal propio)	6,065,046	45.8%
Otros Costos Estructura	2,451,332	18.5%
Cuadrillas (MOD y Vehículos)	3,095,526	23.4%
Materiales	1,640,129	12.4%

**COSTOS DE ESTRUCTURA****Cantidades**

Personal Propio (Sede Ctral+Regional) 176+143= 319 personas

**Costos**

Salarios 6,065,046 U\$S/año  
 Equipamiento Oficinas 69,695 U\$S/año  
 Comunicaciones 381,970 U\$S/año  
 Insumos 172,174 U\$S/año  
 Viáticos 44,275 U\$S/año  
 Servicios Edificios 753,218 U\$S/año  
 Sistemas Informáticos 1,030,000 U\$S/año

**Total Costos de Estructura**

**TOTAL 8,516,378 U\$S/año**

**COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO****Cantidades**

Hs Cuadrilla (traslado + tarea) por tipo de Activo  
 Líneas 65,615.8 hs/año  
 SSEE 29,648.5 hs/año  
 Hs traslado 53,055.6 hs/año  
 Hs en tareas 42,208.7 hs/año  
 Equip. Personal Propio FU: 75% 206 personas  
 Equip. Vehículos Propios FU: 75% 120 vehículos

**Costos**

Cuadrilla  
 Líneas 2,279,632 U\$S/año  
 SSEE 815,894 U\$S/año  
 Materiales  
 Líneas 1,012,168 U\$S/año  
 SSEE 627,961 U\$S/año

**Total Costos de O&M**

**TOTAL 4,735,655 U\$S/año**

**TOTAL DE COSTOS DE EXPLOTACIÓN**

**13,252,033 U\$S/año**

ESTRUCTURA DEL PERSONAL	SEDES REGIONALES						
	Sede Central	Regional I	Regional II	Regional III	Regional IV	Regional V	Regional VI
Subestaciones Con Personal Propio	0	10	9	8	0	0	0
COMPUTO DE PERSONAL	176	41	41	34	0	0	0
COMPUTO DE PERSONAL TOTAL	176			143			

Nivel / Código Encuesta	Salarios									
	Salario Anual	Pagos Fijos	Pagos Variables - Bonificacio	Pagos Variables - Comisiones	Pagos Variables - Bonos e Incent.	Beneficio por Auto	Seguros de vida y Salud	Plan de Pensiones	Costo Anual	TOTAL
2 315	6 348,9	557,3	585,2	0,0	0,0	0,0	338,6	45,2	7 875,2	212 630,0

### ESTRUCTURA DE SEDE CENTRAL

CONSEJO DE ADMINISTRACION	8	0	0	0	0	0	0
Miembro del Consejo de Administración	5						
Asistente Administrativo	1						
Secretaria Directoria	1						
Chofer	1						
<b>DIRECCIÓN EJECUTIVA</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Presidente	1						
Secretaria Presidencia	1						
Asesor Presidencia	2						
Asistente Administrativo	2						
Chofer	1						
<b>ASESORIA ASUNTOS LEGALES</b>	<b>10</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gerente Asuntos Legales	1						
Secretaria Gerencia	1						
Abogado	2						
Asistente Administrativo	2						
Auxiliar Administrativo	4						
<b>DEPARTAMENTO RRHH</b>	<b>11</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gerente RRHH	1						
Secretaria Gerencia	1						
Analista de Capacitación	1						
Analista de Cargos y Remuneración	1						
Asistente Administrativo	2						
Tecnico Seguridad de Trabajo	1						
Auxiliar Administrativo	4						
<b>GERENCIA DE SISTEMAS</b>	<b>18</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gerente de Sistemas	1						
Secretaria Gerencia	1						
Analista de Sistemas	6	2	2	2			
Asistente Administrativo	6	4	4	4			
Auxiliar Administrativo	4						
<b>DEPARTAMENTO AUDITORIA INTERNA</b>	<b>8</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gerente de Auditoria	1						
Secretaria Gerencia	1						
Analista de Auditoria	3						
Asistente Administrativo	3						
<b>GERENCIA DE CONTABILIDAD Y GESTIO</b>	<b>12</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gerente de Contabilidad	1						
Secretaria Gerencia	1						
Especialista en Ciencias Económicas (Contad)	2						
Analista Economico Financiero	2						
Asistente Administrativo	2						
Auxiliar Administrativo	4						
<b>GERENCIA LOGISTICA Y ABASTECIMIEN</b>	<b>12</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gerente de Logística	1						
Secretaria Gerencia	1						
Contador	2						
Analista	4						
Asistente Administrativo	4						

90 000,0									90 000,0	450 000,0
1 001	17 007,2	2 739,7	2 673,6	0,0	1 007,9	458,4	641,4	1 210,9	25 739,2	25 739,2
5 220	10 044,3	2 011,1	2 005,9	0,0	310,7	0,0	498,3	715,2	15 585,4	15 585,4
5 250	5 599,6	1 080,5	744,0	0,0	240,2	167,1	474,8	398,7	8 704,9	8 704,9
<b>1 000</b>	<b>136 451,5</b>	<b>24 022,5</b>	<b>19 086,8</b>	<b>0,0</b>	<b>31 607,2</b>	<b>17 673,6</b>	<b>2 193,9</b>	<b>2 789,5</b>	<b>233 825,0</b>	<b>233 825,0</b>
5 220	10 044,3	2 011,1	2 005,9	0,0	310,7	0,0	498,3	715,2	15 585,4	15 585,4
1 010	55 869,6	29 381,5	13 278,7	0,0	4 274,2	5 345,7	1 194,1	2 789,5	112 133,2	224 266,4
1 001	17 007,2	2 739,7	2 673,6	0,0	1 007,9	458,4	641,4	1 210,9	25 739,2	51 478,3
5 250	5 599,6	1 080,5	744,0	0,0	240,2	167,1	474,8	398,7	8 704,9	8 704,9
<b>9 000</b>	<b>47 581,9</b>	<b>8 792,7</b>	<b>8 802,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1 232,1</b>	<b>9 285,8</b>	<b>885,6</b>	<b>2 789,5</b>	<b>79 369,6</b>	<b>79 369,6</b>
5 210	7 978,7	1 429,9	1 337,2	0,0	254,0	57,3	427,9	568,1	12 053,1	12 053,1
4 200	30 507,5	4 682,5	5 473,5	0,0	1 561,5	1,8	894,6	2 172,1	45 293,5	90 587,0
1 001	17 007,2	2 739,7	2 673,6	0,0	1 007,9	458,4	641,4	1 210,9	25 739,2	51 478,3
5 240	5 131,5	1 255,3	987,8	0,0	228,4	0,0	391,7	365,4	8 360,1	33 440,5
<b>8 000</b>	<b>63 442,1</b>	<b>9 701,9</b>	<b>7 618,9</b>	<b>0,0</b>	<b>6 450,5</b>	<b>12 094,4</b>	<b>1 006,5</b>	<b>2 789,5</b>	<b>103 103,6</b>	<b>103 103,6</b>
5 210	7 978,7	1 429,9	1 337,2	0,0	254,0	57,3	427,9	568,1	12 053,1	12 053,1
8 230	16 491,1	2 315,2	2 116,2	0,0	618,5	629,1	508,5	1 174,2	23 852,7	23 852,7
8 250	18 091,8	2 687,3	1 786,4	0,0	541,4	518,6	474,8	1 288,1	25 388,4	25 388,4
8 260	8 043,8	1 330,8	1 171,8	0,0	295,0	0,0	507,6	572,7	11 921,8	23 843,6
8 270	13 934,5	2 656,9	1 896,4	0,0	0,8	563,4	508,5	992,1	20 552,7	20 552,7
5 240	5 131,5	1 255,3	987,8	0,0	228,4	0,0	391,7	365,4	8 360,1	33 440,5
<b>6 000</b>	<b>55 393,4</b>	<b>12 986,9</b>	<b>7 346,2</b>	<b>0,0</b>	<b>6 730,6</b>	<b>10 451,8</b>	<b>1 540,9</b>	<b>2 789,5</b>	<b>97 239,4</b>	<b>97 239,4</b>
5 210	7 978,7	1 429,9	1 337,2	0,0	254,0	57,3	427,9	568,1	12 053,1	12 053,1
6 130	15 706,3	2 227,1	1 882,0	0,0	528,7	0,0	501,8	1 118,3	20 270,4	243 245,0
6 170	11 048,9	1 641,2	1 281,0	0,0	282,7	359,2	474,8	786,7	15 874,5	285 741,8
5 240	5 131,5	1 255,3	987,8	0,0	228,4	0,0	391,7	365,4	8 360,1	33 440,5
<b>4 400</b>	<b>29 916,3</b>	<b>3 477,6</b>	<b>4 168,4</b>	<b>0,0</b>	<b>558,3</b>	<b>2 607,3</b>	<b>550,5</b>	<b>2 130,0</b>	<b>43 408,3</b>	<b>43 408,3</b>
5 210	7 978,7	1 429,9	1 337,2	0,0	254,0	57,3	427,9	568,1	12 053,1	12 053,1
4 501	8 029,7	1 171,1	1 442,7	0,0	0,0	0,0	279,0	571,7	11 494,2	34 482,7
4 502	5 648,3	791,7	558,0	337,2	48,7	0,0	409,9	402,1	8 196,0	24 587,9
<b>4 000</b>	<b>62 940,8</b>	<b>10 789,0</b>	<b>10 543,3</b>	<b>0,0</b>	<b>8 212,5</b>	<b>10 338,8</b>	<b>2 086,1</b>	<b>2 789,5</b>	<b>107 699,9</b>	<b>107 699,9</b>
5 210	7 978,7	1 429,9	1 337,2	0,0	254,0	57,3	427,9	568,1	12 053,1	12 053,1
4 200	30 507,5	4 682,5	5 473,5	0,0	1 561,5	1,8	894,6	2 172,1	45 293,5	90 587,0
4 002	17 159,8	2 897,0	2 678,3	0,0	473,1	0,0	824,4	1 221,8	25 254,4	50 508,8
4 221	7 211,9	800,2	653,2	0,0	0,0	0,0	348,6	513,5	9 529,3	19 058,6
5 240	5 131,5	1 255,3	987,8	0,0	228,4	0,0	391,7	365,4	8 360,1	33 440,5
<b>7 000</b>	<b>56 909,4</b>	<b>7 849,2</b>	<b>6 711,3</b>	<b>0,0</b>	<b>7 768,3</b>	<b>6 150,8</b>	<b>723,0</b>	<b>2 764,8</b>	<b>88 876,7</b>	<b>88 876,7</b>
5 210	7 978,7	1 429,9	1 337,2	0,0	254,0	57,3	427,9	568,1	12 053,1	12 053,1
4 200	30 507,5	4 682,5	5 473,5	0,0	1 561,5	1,8	894,6	2 172,1	45 293,5	90 587,0
7 120	17 640,0	2 507,2	2 070,3	0,0	736,3	0,0	528,6	12,6	23 494,9	93 979,6
7 112	751,7	1 356,5	1 146,0	0,0	287,8	0,0	297,8	535,2	4 375,0	17 500,0

ESTRUCTURA DEL PERSONAL	SEDES REGIONALES						
	Sede Central	Regional I	Regional II	Regional III	Regional IV	Regional V	Regional VI
Subestaciones Con Personal Propio	0	10	9	8	0	0	0
COMPUTO DE PERSONAL	176	41	41	34	0	0	0
COMPUTO DE PERSONAL TOTAL	176			143			

Comunicaciones		
Tel Fijo	Urb celular	TOTAL
US\$	US\$	TOTAL
834,5	48179,6	

Insumos y Servicios					
Cant. Hojas usadas	Valor Hojas	Cartuchos	Reprod.	Agua	TOTAL
hojas/dia	US\$	US\$	US\$	US\$	TOTAL
0	0,0	0,0		471,6	471,6

#### ESTRUCTURA DE SEDE CENTRAL

CONSEJO DE ADMINISTRACION	8	0	0	0	0	0	0
Miembro del Consejo de Administración	5						
Asistente Administrativo	1						
Secretaría Directoria	1						
Chofer	1						
<b>DIRECCIÓN EJECUTIVA</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Presidente	1						
Secretaría Presidencia	1						
Asesor Presidencia	2						
Asistente Administrativo	2						
Chofer	1						
<b>ASESORIA ASUNTOS LEGALES</b>	<b>10</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gerente Asuntos Legales	1						
Secretaría Gerencia	1						
Abogado	2						
Asistente Administrativo	2						
Auxiliar Administrativo	4						
<b>DEPARTAMENTO RRRH</b>	<b>11</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gerente RRRH	1						
Secretaría Gerencia	1						
Analista de Capacitación	1						
Analista de Cargos y Remuneración	1						
Asistente Administrativo	2						
Tecnico Seguridad de Trabajo	1						
Auxiliar Administrativo	4						
<b>GERENCIA DE SISTEMAS</b>	<b>18</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gerente de Sistemas	1						
Secretaría Gerencia	1						
Analista de Sistemas	6	2	2	2			
Asistente Administrativo	6	4	4	4			
Auxiliar Administrativo	4						
<b>DEPARTAMENTO AUDITORIA INTERNA</b>	<b>8</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gerente de Auditoria	1						
Secretaría Gerencia	1						
Analista de Auditoria	3						
Asistente Administrativo	3						
<b>GERENCIA DE CONTABILIDAD Y GESTIO</b>	<b>12</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gerente de Contabilidad	1						
Secretaría Gerencia	1						
Especialista en Ciencias Económicas (Contad)	2						
Analista Economico Financiero	2						
Asistente Administrativo	2						
Auxiliar Administrativo	4						
<b>GERENCIA LOGÍSTICA Y ABASTECIMIEN</b>	<b>12</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gerente de Logística	1						
Secretaría Gerencia	1						
Contador	2						
Analista	4						
Asistente Administrativo	4						

247,2	0,0	247,2
8 922,1	8 922,1	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
216,3	0,0	216,3
1 784,4	1 784,4	
0,0	0,0	
3 568,9	3 568,9	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
309,1	0,0	309,1
1 784,4	1 784,4	
0,0	0,0	
3 568,9	3 568,9	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
340,0	0,0	340,0
1 784,4	1 784,4	
0,0	0,0	
1 784,4	1 784,4	
1 784,4	1 784,4	
0,0	0,0	
1 784,4	1 784,4	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
1 112,6	0,0	1 112,6
1 784,4	1 784,4	
0,0	0,0	
21 413,1	21 413,1	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
247,2	0,0	247,2
1 784,4	1 784,4	
0,0	0,0	
5 353,3	5 353,3	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
370,9	0,0	370,9
1 784,4	1 784,4	
0,0	0,0	
3 568,9	3 568,9	
3 568,9	3 568,9	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
0,0	0,0	
370,9	0,0	370,9
1 784,4	1 784,4	
0,0	0,0	
3 568,9	3 568,9	
7 137,7	7 137,7	
0,0	0,0	

0	0,0	0,0	139,7	139,7
0	0,0	0,0	87,3	87,3
0	0,0	0,0	17,5	17,5
100	4 282,6	51,7	17,5	4 351,8
0	0,0	0,0	17,5	17,5
0	0,0	0,0	0,0	0,0
0	0,0	0,0	122,3	122,3
0	0,0	0,0	17,5	17,5
100	4 282,6	51,7	17,5	4 351,8
0	0,0	0,0	34,9	34,9
0	0,0	0,0	34,9	34,9
0	0,0	0,0	17,5	17,5
0	0,0	0,0	0,0	0,0
0	0,0	0,0	174,7	174,7
0	0,0	0,0	17,5	17,5
100	4 282,6	51,7	17,5	4 351,8
0	0,0	0,0	34,9	34,9
0	0,0	0,0	34,9	34,9
0	0,0	0,0	69,9	69,9
0	0,0	0,0	0,0	0,0
0	0,0	0,0	192,1	192,1
0	0,0	0,0	17,5	17,5
100	4 282,6	51,7	17,5	4 351,8
20	856,5	10,3	17,5	884,3
20	856,5	10,3	17,5	884,3
50	4 282,6	51,7	34,9	4 369,2
10	428,3	5,2	17,5	450,9
0	0,0	0,0	69,9	69,9
0	0,0	0,0	0,0	0,0
0	0,0	0,0	628,8	628,8
0	0,0	0,0	17,5	17,5
100	4 282,6	51,7	17,5	4 351,8
10	5 139,2	62,0	209,6	5 410,8
10	7 708,7	93,0	314,4	8 116,1
0	0,0	0,0	69,9	69,9
0	0,0	0,0	0,0	0,0
0	0,0	0,0	139,7	139,7
0	0,0	0,0	17,5	17,5
50	2 141,3	25,8	17,5	2 184,6
10	1 284,8	15,5	52,4	1 352,7
0	0,0	0,0	52,4	52,4
0	0,0	0,0	0,0	0,0
0	0,0	0,0	209,6	209,6
0	0,0	0,0	17,5	17,5
150	6 423,9	77,5	17,5	6 518,9
30	2 569,6	31,0	34,9	2 635,5
10	856,5	10,3	34,9	901,8
0	0,0	0,0	34,9	34,9
0	0,0	0,0	69,9	69,9
0	0,0	0,0	0,0	0,0
0	0,0	0,0	209,6	209,6
0	0,0	0,0	17,5	17,5
50	2 141,3	25,8	17,5	2 184,6
0	0,0	0,0	34,9	34,9
0	0,0	0,0	69,9	69,9
10	1 713,1	20,7	69,9	1 803,6

ESTRUCTURA DEL PERSONAL								SEDES REGIONALES															
Nivel/ Código Encuesta	Sede Central	Regional I	Regional II	Regional III	Regional IV	Regional V	Regional VI	Salarios															
								Salario Anual	Pagos Fijos	Pagos Variables - Bonificación	Pagos Variables - Comisiones	Pagos Variables - Bonos e Incent.	Beneficio por Auto	Seguros de vida y Salud	Plan de Pensiones	Costo Anual							
<b>GERENCIA DE OPERACIONES</b>								36	0	0	0	0	0	0	0								
2 000	1							69 710,5	11 680,3	9 369,8	0,0	15 224,3	11 948,8	1 540,9	2 789,5	122 264,1	122 264,1						
5 210	1							7 978,7	1 429,9	1 337,2	0,0	254,0	57,3	427,9	568,1	12 053,1	12 053,1						
5 240	2							5 131,5	1 255,3	987,8	0,0	228,4	0,0	391,7	365,4	8 360,1	16 720,3						
2 130	1							45 109,7	5 895,4	4 214,4	0,0	1 965,1	6 191,2	617,7	2 789,5	66 782,8	66 782,8						
5 240	2							5 131,5	1 255,3	987,8	0,0	228,4	0,0	391,7	365,4	8 360,1	16 720,3						
2 315	3							6 348,9	557,3	585,2	0,0	0,0	0,0	338,6	45,2	7 875,2	23 625,6						
2 316	3							5 055,2	10,3	50,2	0,0	0,0	185,6	208,7	3,6	5 513,7	16 541,0						
2 314	3							3 865,7	403,2	473,1	0,0	0,0	0,0	281,4	275,3	5 298,7	15 896,1						
2 130	1							45 109,7	5 895,4	4 214,4	0,0	1 965,1	6 191,2	617,7	2 789,5	66 782,8	66 782,8						
2 315	3							6 348,9	557,3	585,2	0,0	0,0	0,0	338,6	45,2	7 875,2	23 625,6						
2 316	2							5 055,2	10,3	50,2	0,0	0,0	185,6	208,7	3,6	5 513,7	11 027,3						
2 316	4							5 055,2	10,3	50,2	0,0	0,0	185,6	208,7	3,6	5 513,7	22 054,6						
2 314	4							3 865,7	403,2	473,1	0,0	0,0	0,0	281,4	275,3	5 298,7	21 194,8						
2 130	1							45 109,7	5 895,4	4 214,4	0,0	1 965,1	6 191,2	617,7	2 789,5	66 782,8	66 782,8						
2 131	2							16 092,5	2 228,9	2 260,5	0,0	71,3	328,3	498,2	1 145,8	22 625,5	45 251,0						
2 316	3							5 055,2	10,3	50,2	0,0	0,0	185,6	208,7	3,6	5 513,7	16 541,0						
<b>GERENCIA DE INGENIERIA Y PLANEAMIENTO</b>								39	0	0	0	0	0	0									
2 000	1							69 710,5	11 680,3	9 369,8	0,0	15 224,3	11 948,8	1 540,9	2 789,5	122 264,1	122 264,1						
5 210	1							7 978,7	1 429,9	1 337,2	0,0	254,0	57,3	427,9	568,1	12 053,1	12 053,1						
5 240	2							5 131,5	1 255,3	987,8	0,0	228,4	0,0	391,7	365,4	8 360,1	16 720,3						
2 130	1							45 109,7	5 895,4	4 214,4	0,0	1 965,1	6 191,2	617,7	2 789,5	66 782,8	66 782,8						
5 240	1							5 131,5	1 255,3	987,8	0,0	228,4	0,0	391,7	365,4	8 360,1	16 720,3						
2 131	1							16 092,5	2 228,9	2 260,5	0,0	71,3	328,3	498,2	1 145,8	22 625,5	22 625,5						
2 316	2							5 055,2	10,3	50,2	0,0	0,0	185,6	208,7	3,6	5 513,7	11 027,3						
2 314	2							3 865,7	403,2	473,1	0,0	0,0	0,0	281,4	275,3	5 298,7	10 597,4						
2 130	1							45 109,7	5 895,4	4 214,4	0,0	1 965,1	6 191,2	617,7	2 789,5	66 782,8	66 782,8						
2 540	2							5 131,5	1 255,3	987,8	0,0	228,4	0,0	391,7	365,4	8 360,1	16 720,3						
2 131	3							16 092,5	2 228,9	2 260,5	0,0	71,3	328,3	498,2	1 145,8	22 625,5	67 876,6						
2 316	3							5 055,2	10,3	50,2	0,0	0,0	185,6	208,7	3,6	5 513,7	16 541,0						
2 314	3							3 865,7	403,2	473,1	0,0	0,0	0,0	281,4	275,3	5 298,7	15 896,1						
2 130	1							45 109,7	5 895,4	4 214,4	0,0	1 965,1	6 191,2	617,7	2 789,5	66 782,8	66 782,8						
5 240	1							5 131,5	1 255,3	987,8	0,0	228,4	0,0	391,7	365,4	8 360,1	16 720,3						
2 131	3							16 092,5	2 228,9	2 260,5	0,0	71,3	328,3	498,2	1 145,8	22 625,5	67 876,6						
2 316	4							5 055,2	10,3	50,2	0,0	0,0	185,6	208,7	3,6	5 513,7	22 054,6						
2 130	1							45 109,7	5 895,4	4 214,4	0,0	1 965,1	6 191,2	617,7	2 789,5	66 782,8	66 782,8						
5 240	1							5 131,5	1 255,3	987,8	0,0	228,4	0,0	391,7	365,4	8 360,1	16 720,3						
2 131	3							16 092,5	2 228,9	2 260,5	0,0	71,3	328,3	498,2	1 145,8	22 625,5	22 625,5						
2 316	4							5 055,2	10,3	50,2	0,0	0,0	185,6	208,7	3,6	5 513,7	11 027,3						
2 130	1							45 109,7	5 895,4	4 214,4	0,0	1 965,1	6 191,2	617,7	2 789,5	66 782,8	66 782,8						
5 240	1							5 131,5	1 255,3	987,8	0,0	228,4	0,0	391,7	365,4	8 360,1	16 720,3						
2 131	3							16 092,5	2 228,9	2 260,5	0,0	71,3	328,3	498,2	1 145,8	22 625,5	22 625,5						
2 316	1							5 055,2	10,3	50,2	0,0	0,0	185,6	208,7	3,6	5 513,7	11 027,3						
2 400	1							25 287,3	3 291,7	3 320,1	0,0	1 284,9	2 116,9	618,6	1 800,4	37 719,9	37 719,9						
2 410	1							10 124,3	1 340,9	1 552,0	0,0	441,5	0,0	389,7	720,9	14 569,3	14 569,3						
2 316	1							5 055,2	10,3	50,2	0,0	0,0	185,6	208,7	3,6	5 513,7	5 513,7						
<b>GERENCIA DE MANTENIMIENTO</b>								15	0	0	0	0	0	0									
2 300	1							3 161,4	4 570,4	4 506,0	0,0	2 672,5	3 624,4	550,4	2 250,9	21 336,2	21 336,2						
5 210	1							7 978,7	1 429,9	1 337,2	0,0	254,0	57,3	427,9	568,1	12 053,1	12 053,1						
2 310	1							18 093,0	2 177,3	2 340,5	0,0	452,0	1 427,2	617,7	1 288,2	26 395,9	26 395,9						
2 310	2							18 093,0	2 177,3	2 340,5	0,0	452,0	1 427,2	617,7	1 288,2	26 395,9	52 791,8						
2 316	3							5 055,2	10,3	50,2	0,0	0,0	185,6	208,7	3,6	5 513,7	16 541,0						
2 314	3							3 865,7	403,2	473,1	0,0	0,0	0,0	281,4	275,3	5 298,7	15 896,1						
2 200	1							35 568,3	3 833,9	3 587,2	0,0	2 853,7	6 319,7	552,5	2 532,5	55 247,7	55 247,7						
2 316	3							5 055,2	10,3	50,2	0,0	0,0	185,6	208,7	3,6	5 513,7	16 541,0						
<b>ESTRUCTURA DE SEDES REGIONALES</b>																							
<b>GERENCIA REGIONAL</b>								0	35	35	28	0	0	0									
2 000	0	1	1	1				69 710,5	11 680,3	9 369,8	0,0	15 224,3	11 948,8	1 540,9	2 789,5	122 264,1	366 792,2						
5 210	0	1	1	1				7 978,7	1 429,9	1 337,2	0,0	254,0	57,3	427,9	568,1	12 053,1	36 159,4						
5 240	0	2	2	2				5 131,5	1 255,3	987,8	0,0	228,4	0,0	391,7	365,4	8 360,1	50 160,8						
2 130	0	1	1	1				45 109,7	2 177,3	2 340,5	0,0	452,0	1 427,2	617,7	1 288,2	53 412,6	160 237,7						
2 316	0	2	2	2				5 055,2	10,3	50,2	0,0	0,0	185,6	208,7	3,6	5 513,7	33 081,9						
2 314	0	12	12	7				3 865,7	403,2	473,1	0,0	0,0	0,0	281,4	275,3	5 298,7	164 259,6						
2 310	0	1	1	1				45 109,7	2 177,3	2 340,5	0,0	452,0	1 427,2	617,7	1 288,2	53 412,6	160 237,7						
2 316	0	2	2	2				5 055,2	10,3	50,2	0,0	0,0	185,6	208,7	3,6	5 513,7	33 081,9						
2 314	0	7	7	5				3 865,7	4														

ESTRUCTURA DEL PERSONAL	SEDES REGIONALES							Comunicaciones			Insumos y Servicios					Viáticos		
	Sede Central	Regional I	Regional II	Regional III	Regional IV	Regional V	Regional VI	Tel Fijo	Urb celular	TOTAL	Cant. Hojas usadas	Valor Hojas	Cartuchos	Reprod.	Agua	Cant. en viaje	Días TOTAL	
<b>GERENCIA DE OPERACIONES</b>	<b>36</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 112,6</b>	<b>0,0</b>	<b>1 112,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1 200,0</b>	<b>628,8</b>	<b>1 828,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Gerente de Operaciones	1							1 784,4	1 784,4	1 784,4	0	0,0	0,0	17,5	17,5	17,5	7	1 225,0
Secretaría Gerencia	1							0,0	0,0	0,0	20	856,5	10,3	17,5	884,3	0,0		
Asistente Administrativo	2							0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	34,9	34,9	0,0		
<b>Jefe de Ingeniería de Operaciones</b>	<b>1</b>							<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>17,5</b>	<b>17,5</b>	<b>0,0</b>		
Asistente Administrativo	2							0,0	0,0	0,0	20	1 713,1	20,7	34,9	1 768,7	0,0		
Ingeniero	3							5 353,3	5 353,3	5 353,3	30	3 854,4	46,5	52,4	3 953,3	0,0		
Ingeniero Junior	3							5 353,3	5 353,3	5 353,3	0	0,0	0,0	52,4	52,4	0,0		
Asistente Técnico	3							5 353,3	5 353,3	5 353,3	0	0,0	0,0	52,4	52,4	0,0		
<b>Jefe del Centro Operación del Sistema</b>	<b>1</b>							<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>20</b>	<b>856,5</b>	<b>10,3</b>	<b>17,5</b>	<b>884,3</b>	<b>0,0</b>		
Ingeniero de Operación	3							5 353,3	5 353,3	5 353,3	20	2 569,6	31,0	52,4	2 653,0	0,0		
Ingeniero de Operación Junior	2							3 568,9	3 568,9	3 568,9	20	1 713,1	20,7	34,9	1 768,7	0,0		
Técnico de Operación	4							7 137,7	7 137,7	7 137,7	0	0,0	0,0	69,9	69,9	0,0		
Asistente Técnico	4							7 137,7	7 137,7	7 137,7	0	0,0	0,0	69,9	69,9	0,0		
<b>Jefe de Administración de contratos</b>	<b>1</b>							<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>30</b>	<b>1 284,8</b>	<b>15,5</b>	<b>17,5</b>	<b>1 317,8</b>	<b>0,0</b>		
Ingeniero	2							3 568,9	3 568,9	3 568,9	20	1 713,1	20,7	34,9	1 768,7	0,0		
Ingeniero Junior	3							5 353,3	5 353,3	5 353,3	0	0,0	0,0	52,4	52,4	0,0		
								0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
<b>GERENCIA DE INGENIERIA Y PLANEAMIENTO</b>	<b>39</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 205,3</b>	<b>0,0</b>	<b>1 205,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1 200,0</b>	<b>681,3</b>	<b>1 881,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Gerente de Ingeniería y Planeamiento	1							1 784,4	1 784,4	1 784,4	0	0,0	0,0	17,5	17,5	17,5	7	1 225,0
Secretaría Gerencia	1							0,0	0,0	0,0	50	2 141,3	25,8	17,5	2 184,6	0,0		
Asistente Administrativo	2							0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	34,9	34,9	0,0		
<b>Jefe de Planeamiento</b>	<b>1</b>							<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>17,5</b>	<b>17,5</b>	<b>0,0</b>		
Asistente Administrativo	1							0,0	0,0	0,0	30	1 284,8	15,5	17,5	1 317,8	0,0		
Ingeniero	1							1 784,4	1 784,4	1 784,4	20	856,5	10,3	17,5	884,3	0,0		
Ingeniero Junior	2							3 568,9	3 568,9	3 568,9	0	0,0	0,0	34,9	34,9	0,0		
Asistente Técnico	2							3 568,9	3 568,9	3 568,9	0	0,0	0,0	34,9	34,9	0,0		
<b>Jefe de Proyectos</b>	<b>1</b>							<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>17,5</b>	<b>17,5</b>	<b>0,0</b>		
Asistente Administrativo	2							0,0	0,0	0,0	30	2 569,6	31,0	34,9	2 635,5	0,0		
Ingeniero	3							5 353,3	5 353,3	5 353,3	20	2 569,6	31,0	52,4	2 653,0	0,0		
Ingeniero Junior	3							5 353,3	5 353,3	5 353,3	0	0,0	0,0	52,4	52,4	0,0		
Asistente Técnico	3							5 353,3	5 353,3	5 353,3	0	0,0	0,0	52,4	52,4	0,0		
<b>Jefe de Construcción</b>	<b>1</b>							<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>17,5</b>	<b>17,5</b>	<b>0,0</b>		
Asistente Administrativo	1							0,0	0,0	0,0	30	1 284,8	15,5	17,5	1 317,8	0,0		
Ingeniero	3							5 353,3	5 353,3	5 353,3	20	2 569,6	31,0	52,4	2 653,0	0,0		
Ingeniero Junior	4							7 137,7	7 137,7	7 137,7	0	0,0	0,0	69,9	69,9	0,0		
<b>Jefe de Telecomunicaciones</b>	<b>1</b>							<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>17,5</b>	<b>17,5</b>	<b>0,0</b>		
Asistente Administrativo	1							0,0	0,0	0,0	30	1 284,8	15,5	17,5	1 317,8	0,0		
Ingeniero	1							1 784,4	1 784,4	1 784,4	20	856,5	10,3	17,5	884,3	0,0		
Ingeniero Junior	1							1 784,4	1 784,4	1 784,4	0	0,0	0,0	17,5	17,5	0,0		
<b>Jefe de Medio Ambiente</b>	<b>1</b>							<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>30</b>	<b>1 284,8</b>	<b>15,5</b>	<b>17,5</b>	<b>1 317,8</b>	<b>0,0</b>		
Ingeniero	1							1 784,4	1 784,4	1 784,4	20	856,5	10,3	17,5	884,3	0,0		
Ingeniero Junior	1							1 784,4	1 784,4	1 784,4	0	0,0	0,0	17,5	17,5	0,0		
								0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
<b>GERENCIA DE MANTENIMIENTO</b>	<b>15</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>463,6</b>	<b>0,0</b>	<b>463,6</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1 200,0</b>	<b>262,0</b>	<b>1 462,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Gerente de Mantenimiento	1							1 784,4	1 784,4	1 784,4	0	0,0	0,0	17,5	17,5	17,5	7	1 225,0
Secretaría Gerencia	1							0,0	0,0	0,0	100	4 282,6	51,7	17,5	4 351,8	0,0		
<b>Jefe de Planeamiento de Mantenimiento</b>	<b>1</b>							<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>30</b>	<b>1 284,8</b>	<b>15,5</b>	<b>17,5</b>	<b>1 317,8</b>	<b>0,0</b>		
Ingeniero de Mantenimiento	2							3 568,9	3 568,9	3 568,9	20	1 713,1	20,7	34,9	1 768,7	0,0		
Ing. de Mantenimiento Junior	3							5 353,3	5 353,3	5 353,3	0	0,0	0,0	52,4	52,4	0,0		
Técnico	3							5 353,3	5 353,3	5 353,3	0	0,0	0,0	52,4	52,4	0,0		
<b>Jefe de Laboratorio y Ensayos</b>	<b>1</b>							<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>1 784,4</b>	<b>30</b>	<b>1 284,8</b>	<b>15,5</b>	<b>17,5</b>	<b>1 317,8</b>	<b>0,0</b>		
Técnico	3							5 353,3	5 353,3	5 353,3	0	0,0	0,0	52,4	52,4	0,0		
								0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
<b>ESTRUCTURA DE SEDES REGIONALES</b>	<b>0</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>28</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3 028,8</b>	<b>0,0</b>	<b>3 028,8</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>3 600,0</b>	<b>1 711,9</b>	<b>5 311,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Gerente Regional	0	1	1	1				5 353,3	5 353,3	5 353,3	0	0,0	0,0	52,4	52,4	52,4	63	11 025,0
Secretaría Gerencia	0	1	1	1				0,0	0,0	0,0	300	38 543,7	465,0	52,4	39 061,0	0,0		
Asistente Administrativo	0	2	2	2				0,0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	104,8	104,8	0,0		
<b>Jefe de EETT</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>				<b>5 353,3</b>	<b>5 353,3</b>	<b>5 353,3</b>	<b>90</b>	<b>11 563,1</b>	<b>139,5</b>	<b>52,4</b>	<b>11 755,0</b>	<b>0,0</b>		
Ing. Junior	0	2	2	2				10 706,6	10 706,6	10 706,6	0	0,0	0,0	104,8	104,8	0,0		
Técnico	0	12	12	7				55 317,3	55 317,3	55 317,3	0	0,0	0,0	541,5	541,5	0,0		
<b>Jefe de Líneas</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>				<b>5 353,3</b>	<b>5 353,3</b>	<b>5 353,3</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>52,4</b>	<b>52,4</b>	<b>0,0</b>		
Ing. Junior	0	2	2	2				10 706,6	10 706,6	10 706,6	0	0,0	0,0	104,8	104,8	0,0		
Técnico	0	7	7	5				33 904,1	33 904,1	33 904,1	0	0,0	0,0	331,9	331,9	0,0		
<b>Jefe de Protecciones</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>				<b>5 353,3</b>	<b>5 353,3</b>	<b>5 353,3</b>	<b>30</b>	<b>3 854,4</b>	<b>46,5</b>	<b>52,4</b>	<b>3 953,3</b>	<b>0,0</b>		
Ing. Junior	0	2	2	2				10 706,6	10 706,6	10 706,6	0	0,0	0,0	104,8	104,8	0,0		
Técnico	0	3	3	3				16 059,9	16 059,9	16 059,9	0	0,0	0,0	157,2	157,2	0,0		

Código	Descripción	Zona	Tipo de elemento sobre el cual se realiza la intervención	Cantidad 69	Cantidad 138	Cantidad 345	Periodo	% a intervenir	Cuadrilla	Tiempo Tareas	Tiempo Traslado	Interv./año	Materiales unitario	Materiales TOTAL	uso vehículos	Tiempo cuadrilla	Cuadrilla Costo	Cuadrilla TOTAL
<b>TAREAS DE OPERACIÓN</b>				<b>69kV</b>	<b>138kV</b>	<b>345kV</b>	<b>c/cuantos días</b>			<b>min</b>	<b>min</b>		<b>US\$/u</b>	<b>US\$</b>	<b>h</b>	<b>h</b>	<b>US\$/h</b>	<b>US\$</b>
op-01	Consignación de instalaciones (69kV)	U	Cant. Tramos operables	77	0	0	365	50%	C1	15	15	38,5	0,0	0,0	9,6	19,3	22,66	436,2
op-02	Consignación de instalaciones (69kV)	RLL	Cant. Tramos operables	57	0	0	365	50%	C1	15	48	28,5	0,0	0,0	22,7	29,8	22,66	675,3
op-03	Consignación de instalaciones (69kV)	RM	Cant. Tramos operables	56	0	0	365	50%	C1	15	48	28,0	0,0	0,0	22,3	29,3	22,66	663,4
op-04	Consignación de instalaciones (138kV)	U	Cant. Tramos operables	0	20	0	365	50%	C1	15	15	10,0	0,0	0,0	2,5	5,0	22,66	113,3
op-05	Consignación de instalaciones (138kV)	UD	Cant. Tramos operables	0	10	0	365	50%	C1	15	15	5,0	0,0	0,0	1,3	2,5	22,66	56,7
op-06	Consignación de instalaciones (138kV)	RLL	Cant. Tramos operables	0	35	0	365	50%	C1	15	48	17,5	0,0	0,0	13,9	18,3	22,66	414,6
op-07	Consignación de instalaciones (138kV)	RM	Cant. Tramos operables	0	32	0	365	50%	C1	15	48	16,0	0,0	0,0	12,7	16,7	22,66	379,1
op-08	Consignación de instalaciones (345kV)	RLL	Cant. Tramos operables	0	0	0	365	50%	C1	30	48	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
op-09	Consignación de instalaciones (345kV)	RM	Cant. Tramos operables	0	0	0	365	50%	C1	30	48	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
op-10	Maniobras para corte y reposición del Servicio (69kV)	U	Cant. Tramos operables	77	0	0	365	50%	C1	15	15	38,5	0,0	0,0	9,6	19,3	22,66	436,2
op-11	Maniobras para corte y reposición del Servicio (69kV)	RLL	Cant. Tramos operables	57	0	0	365	50%	C1	15	48	28,5	0,0	0,0	22,7	29,8	22,66	675,3
op-12	Maniobras para corte y reposición del Servicio (69kV)	RM	Cant. Tramos operables	56	0	0	365	50%	C1	15	48	28,0	0,0	0,0	22,3	29,3	22,66	663,4
op-13	Maniobras para corte y reposición del Servicio (138kV)	U	Cant. Tramos operables	0	20	0	365	50%	C1	15	15	10,0	0,0	0,0	2,5	5,0	22,66	113,3
op-14	Maniobras para corte y reposición del Servicio (138kV)	UD	Cant. Tramos operables	0	10	0	365	50%	C1	15	15	5,0	0,0	0,0	1,3	2,5	22,66	56,7
op-15	Maniobras para corte y reposición del Servicio (138kV)	RLL	Cant. Tramos operables	0	35	0	365	50%	C1	15	48	17,5	0,0	0,0	13,9	18,3	22,66	414,6
op-16	Maniobras para corte y reposición del Servicio (138kV)	RM	Cant. Tramos operables	0	32	0	365	50%	C1	15	48	16,0	0,0	0,0	12,7	16,7	22,66	379,1
op-17	Maniobras para corte y reposición del Servicio (345kV)	RLL	Cant. Tramos operables	0	0	0	365	50%	C1	30	48	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
op-18	Maniobras para corte y reposición del Servicio (345kV)	RM	Cant. Tramos operables	0	0	0	365	50%	C1	30	48	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
<b>TAREAS DE REPARACIÓN</b>				<b>69kV</b>	<b>138kV</b>	<b>345kV</b>	<b>cada cuantos días</b>	<b>Porcentaje</b>		<b>min</b>	<b>min</b>	<b>l/año</b>	<b>US\$/u</b>	<b>US\$/año</b>	<b>h</b>	<b>h</b>	<b>US\$/h</b>	<b>US\$/año</b>
Rep-01	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (69kV)	U	Cadenas de Aisladores de Suspensión	0	0	0	365	0,10%	C3 AT	60	15	0,0	328,0	0,0	0,0	0,0	58,41	0,0
Rep-02	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (69kV)	RLL	Cadenas de Aisladores de Suspensión	5 107	0	0	365	0,10%	C3 AT	60	45	5,1	214,6	1 095,7	3,8	8,9	58,41	522,0
Rep-03	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (69kV)	RM	Cadenas de Aisladores de Suspensión	4 783	0	0	365	0,10%	C3 AT	100	90	4,8	214,6	1 026,3	7,2	15,1	58,41	884,8
Rep-04	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (138kV)	U	Cadenas de Aisladores de Suspensión	0	5 558	0	365	0,10%	C3 AT	72	15	5,6	365,0	2 028,7	1,4	8,1	58,41	470,8
Rep-05	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (138kV)	UD	Cadenas de Aisladores de Suspensión	0	0	0	365	0,10%	C3 AT	60	15	0,0	365,0	0,0	0,0	0,0	58,41	0,0
Rep-06	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (138kV)	RLL	Cadenas de Aisladores de Suspensión	0	1 114	0	365	0,10%	C3 AT	72	45	1,1	266,2	296,5	0,8	2,2	58,41	126,9
Rep-07	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (138kV)	RM	Cadenas de Aisladores de Suspensión	0	383	0	365	0,10%	C3 AT	100	90	0,4	266,2	101,9	0,6	1,2	58,41	70,8
Rep-08	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (345kV)	RLL	Cadenas de Aisladores de Suspensión	0	0	0	365	0,10%	C3 EAT	160	45	0,0	343,7	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-09	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (345kV)	RM	Cadenas de Aisladores de Suspensión	0	0	0	365	0,10%	C3 EAT	320	90	0,0	343,7	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-10	Cambio Cadenas de Aisladores Retención	U	Cadenas de Aisladores de Retención	5 548	0	0	365	0,10%	C3 AT	120	15	5,5	1 554,9	8 626,4	1,4	12,5	58,41	729,1
Rep-11	Cambio Cadenas de Aisladores Retención	RLL	Cadenas de Aisladores de Retención	5 107	0	0	365	0,10%	C3 AT	120	45	5,1	1 554,9	7 940,8	3,8	14,0	58,41	820,3
Rep-12	Cambio Cadenas de Aisladores Retención	RM	Cadenas de Aisladores de Retención	8 056	0	0	365	0,10%	C3 AT	200	90	8,1	1 554,9	12 527,3	12,1	38,9	58,41	2 274,6
Rep-13	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (138kV)	U	Cadenas de Aisladores de Retención	0	2 223	0	365	0,10%	C3 AT	144	15	2,2	1 658,2	3 686,6	0,6	5,9	58,41	344,1
Rep-14	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (138kV)	UD	Cadenas de Aisladores de Retención	0	254	0	365	0,10%	C3 AT	120	15	0,3	1 658,2	421,6	0,1	0,6	58,41	33,4
Rep-15	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (138kV)	RLL	Cadenas de Aisladores de Retención	0	351	0	365	0,10%	C3 AT	144	45	0,4	1 658,2	581,2	0,3	1,1	58,41	64,5

Código	Descripción	Material 1			Material 2			Material 3			Material 4			Material 5			
		Código	cant.	[unit]	U\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$/u
<b>TAREAS DE OPERACIÓN</b>																	
op-01	Consignación de instalaciones (69kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-02	Consignación de instalaciones (69kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-03	Consignación de instalaciones (69kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-04	Consignación de instalaciones (138kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-05	Consignación de instalaciones (138kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-06	Consignación de instalaciones (138kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-07	Consignación de instalaciones (138kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-08	Consignación de instalaciones (345kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-09	Consignación de instalaciones (345kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-10	Maniobras para corte y reposición del Servicio (69kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-11	Maniobras para corte y reposición del Servicio (69kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-12	Maniobras para corte y reposición del Servicio (69kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-13	Maniobras para corte y reposición del Servicio (138kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-14	Maniobras para corte y reposición del Servicio (138kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-15	Maniobras para corte y reposición del Servicio (138kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-16	Maniobras para corte y reposición del Servicio (138kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-17	Maniobras para corte y reposición del Servicio (345kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
op-18	Maniobras para corte y reposición del Servicio (345kV)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
<b>TAREAS DE REPARACIÓN</b>																	
Rep-01	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (69kV)	ais2	1	u	178	kitln10	0,5	u	300,0	n	0		0	n	0		0
Rep-02	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (69kV)	ais1	5	u	12,911934	kitln10	0,5	u	300,0	n	0		0	n	0		0
Rep-03	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (69kV)	ais1	5	u	12,911934	kitln10	0,5	u	300,0	n	0		0	n	0		0
Rep-04	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (138kV)	ais3	1	u	215	kitln10	0,5	u	300,0	n	0		0	n	0		0
Rep-05	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (138kV)	ais3	1	u	215	kitln10	0,5	u	300,0	n	0		0	n	0		0
Rep-06	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (138kV)	ais1	9	u	12,911934	kitln10	0,5	u	300,0	n	0		0	n	0		0
Rep-07	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (138kV)	ais1	9	u	12,911934	kitln10	0,5	u	300,0	n	0		0	n	0		0
Rep-08	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (345kV)	ais1	15	u	12,9	kitln10	0,5	u	300,0	n	0		0	n	0		0
Rep-09	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (345kV)	ais1	15	u	12,9	kitln10	0,5	u	300,0	n	0		0	n	0		0
Rep-10	Cambio Cadenas de Aisladores	ais1	12	u	12,911934	kitln6	1	u	1400,0	n	0		0	n	0		0
Rep-11	Cambio Cadenas de Aisladores	ais1	12	u	12,911934	kitln6	1	u	1400,0	n	0		0	n	0		0
Rep-12	Cambio Cadenas de Aisladores	ais1	12	u	12,911934	kitln6	1	u	1400,0	n	0		0	n	0		0
Rep-13	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (138kV)	ais1	20	u	12,911934	kitln6	1	u	1400,0	n	0		0	n	0		0
Rep-14	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (138kV)	ais1	20	u	12,911934	kitln6	1	u	1400,0	n	0		0	n	0		0
Rep-15	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (138kV)	ais1	20	u	12,911934	kitln6	1	u	1400,0	n	0		0	n	0		0



ConCol

SIGLA  
Consultora en Energía

Código	Descripción	Zona	Tipo de elemento sobre el cual se realiza la intervención	Cantidad 69	Cantidad 138	Cantidad 345	Periodo	% a intervenir	Cuadrilla	Tiempo Tareas	Tiempo Traslado	Interv./año	Materiales unitario	Materiales TOTAL	uso vehículos	Tiempo cuadrilla	Cuadrilla Costo	Cuadrilla TOTAL
Rep-16	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (138kV)	RM	Cadenas de Aisladores de Retención	0	875	0	365	0,10%	C3 AT	200	90	0,9	1 658,2	1 451,3	1,3	4,2	58,41	247,1
Rep-17	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (345kV)	RLL	Cadenas de Aisladores de Retención	0	0	0	365	0,10%	C3 EAT	320	45	0,0	1 813,2	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-18	Retención (345kV)	RM	Cadenas de Aisladores de Retención	0	0	0	365	0,10%	C3 EAT	640	90	0,0	1 813,2	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-19	Rep. Conductor de fase deshilachado (69 U	U	km de línea de conductor de fase	1 048	0	0	365	0,10%	C3 AT	72	15	1,0	15,0	15,7	0,3	1,5	58,41	88,8
Rep-20	Rep. Conductor de fase deshilachado (69 RLL	RLL	km de línea de conductor de fase	1 736	0	0	365	0,10%	C3 AT	72	45	1,7	15,0	26,0	1,3	3,4	58,41	197,8
Rep-21	Rep. Conductor de fase deshilachado (69 RM	RM	km de línea de conductor de fase	2 568	0	0	365	0,10%	C3 AT	72	90	2,6	15,0	38,5	3,9	6,9	58,41	405,0
Rep-22	Rep. Conductor de fase deshilachado U	U	km de línea de conductor de fase	0	2 268	0	365	0,10%	C3 AT	72	15	2,3	15,0	34,0	0,6	3,3	58,41	192,1
Rep-23	Rep. Conductor de fase deshilachado UD	UD	km de línea de conductor de fase	0	259	0	365	0,10%	C3 AT	72	15	0,3	15,0	3,9	0,1	0,4	58,41	22,0
Rep-24	Rep. Conductor de fase deshilachado RLL	RLL	km de línea de conductor de fase	0	3 287	0	365	0,10%	C3 AT	72	45	3,3	15,0	49,3	2,5	6,4	58,41	374,4
Rep-25	Rep. Conductor de fase deshilachado RM	RM	km de línea de conductor de fase	0	2 790	0	365	0,10%	C3 AT	72	90	2,8	15,0	41,8	4,2	7,5	58,41	440,0
Rep-26	Rep. Conductor de fase deshilachado RLL	RLL	km de línea de conductor de fase	0	0	0	365	0,10%	C3 EAT	120	45	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-27	Rep. Conductor de fase deshilachado RM	RM	km de línea de conductor de fase	0	0	0	365	0,10%	C3 EAT	120	90	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-28	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (69 kV)	U	km de línea de hilo de guardia	349	0	0	365	0,10%	C3 AT	72	15	0,3	15,0	5,2	0,1	0,5	58,41	29,6
Rep-29	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (69 kV)	RLL	km de línea de hilo de guardia	579	0	0	365	0,10%	C3 AT	72	45	0,6	15,0	8,7	0,4	1,1	58,41	65,9
Rep-30	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (69 kV)	RM	km de línea de hilo de guardia	856	0	0	365	0,10%	C3 AT	72	90	0,9	15,0	12,8	1,3	2,3	58,41	135,0
Rep-31	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (138 kV)	U	km de línea de hilo de guardia	0	378	0	365	0,10%	C3 AT	72	15	0,4	15,0	5,7	0,1	0,5	58,41	32,0
Rep-32	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (138 kV)	UD	km de línea de hilo de guardia	0	43	0	365	0,10%	C3 AT	72	15	0,0	15,0	0,6	0,0	0,1	58,41	3,7
Rep-33	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (138 kV)	RLL	km de línea de hilo de guardia	0	1 096	0	365	0,10%	C3 AT	72	45	1,1	15,0	16,4	0,8	2,1	58,41	124,8
Rep-34	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (138 kV)	RM	km de línea de hilo de guardia	0	930	0	365	0,10%	C3 AT	72	90	0,9	15,0	13,9	1,4	2,5	58,41	146,7
Rep-35	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (345 kV)	RLL	km de línea de hilo de guardia	0	0	0	365	0,10%	C3 EAT	120	45	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-36	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (345 kV)	RM	km de línea de hilo de guardia	0	0	0	365	0,10%	C3 EAT	120	90	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-37	Retensado de conductores de fase (69 y U	U	km de línea de conductor de fase	1 048	2 268	0	365	0,25%	C3 AT	120	15	8,3	15,0	124,3	2,1	18,6	58,41	1 089,4
Rep-38	Retensado de conductores de fase (69 y UD	UD	km de línea de conductor de fase	0	259	0	365	0,25%	C3 AT	120	15	0,6	15,0	9,7	0,2	1,5	58,41	85,2
Rep-39	Retensado de conductores de fase (69 y RLL	RLL	km de línea de conductor de fase	1 736	3 287	0	365	0,25%	C3 AT	120	45	12,6	15,0	188,4	9,4	34,5	58,41	2 017,3
Rep-40	Retensado de conductores de fase (69 y RM	RM	km de línea de conductor de fase	2 568	2 790	0	365	0,25%	C3 AT	120	90	13,4	15,0	200,9	20,1	46,9	58,41	2 738,4
Rep-41	Retensado de conductores de fase (345) RLL	RLL	km de línea de conductor de fase	0	0	0	365	0,25%	C3 EAT	180	45	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-42	Retensado de conductores de fase (345) RM	RM	km de línea de conductor de fase	0	0	0	365	0,25%	C3 EAT	180	90	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-43	Retensado de h. guardia (69 y 138) U	U	km de línea de hilo de guardia	349	378	0	365	0,25%	C3 AT	120	15	1,8	15,0	27,3	0,5	4,1	58,41	239,0
Rep-44	Retensado de h. guardia (69 y 138) UD	UD	km de línea de hilo de guardia	0	43	0	365	0,25%	C3 AT	120	15	0,1	15,0	1,6	0,0	0,2	58,41	14,2
Rep-45	Retensado de h. guardia (69 y 138) RLL	RLL	km de línea de hilo de guardia	579	1 096	0	365	0,25%	C3 AT	120	45	4,2	15,0	62,8	3,1	11,5	58,41	672,4
Rep-46	Retensado de h. guardia (69 y 138) RM	RM	km de línea de hilo de guardia	856	930	0	365	0,25%	C3 AT	120	90	4,5	15,0	67,0	6,7	15,6	58,41	912,8
Rep-47	Retensado de h. guardia (345) RLL	RLL	km de línea de hilo de guardia	0	0	0	365	0,25%	C3 EAT	180	45	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-48	Retensado de h. guardia (345) RM	RM	km de línea de hilo de guardia	0	0	0	365	0,25%	C3 EAT	180	90	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-49	Reparar puntos calientes (69 kV) U	U	Cadenas Aisladores totales	12 020	0	0	365	0,10%	C2	60	15	12,0	1 028,0	12 356,6	3,0	15,0	47,28	710,4
Rep-51	Reparar puntos calientes (69 kV) RLL	RLL	Cadenas Aisladores totales	10 214	0	0	365	0,10%	C2	60	45	10,2	914,6	9 340,9	7,7	17,9	47,28	845,1
Rep-52	Reparar puntos calientes (69 kV) RM	RM	Cadenas Aisladores totales	12 840	0	0	365	0,10%	C2	100	90	12,8	914,6	11 742,9	19,3	40,7	47,28	1 922,4
Rep-53	Reparar puntos calientes (138 kV) U	U	Cadenas Aisladores totales	0	7 781	0	365	0,10%	C2	72	15	7,8	1 065,0	8 286,9	1,9	11,3	47,28	533,4
Rep-54	Reparar puntos calientes (138 kV) UD	UD	Cadenas Aisladores totales	0	17 806	0	365	0,10%	C2	60	15	17,8	1 065,0	18 963,0	4,5	22,3	47,28	1 052,3
Rep-55	Reparar puntos calientes (138 kV) RLL	RLL	Cadenas Aisladores totales	0	1 464	0	365	0,10%	C2	72	45	1,5	966,2	1 414,8	1,1	2,9	47,28	135,0
Rep-56	Reparar puntos calientes (138 kV) RM	RM	Cadenas Aisladores totales	0	1 258	0	365	0,10%	C2	100	90	1,3	966,2	1 215,6	1,9	4,0	47,28	188,4
Rep-57	Reparar puntos calientes (345) RLL	RLL	Cadenas Aisladores totales	0	0	0	365	0,10%	C2	160	45	0,0	1 043,7	0,0	0,0	0,0	47,28	0,0
Rep-58	Reparar puntos calientes (345) RM	RM	Cadenas Aisladores totales	0	0	0	365	0,10%	C2	320	90	0,0	1 043,7	0,0	0,0	0,0	47,28	0,0
Rep-59	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 69 kV	U	Cant. Estructuras Suspensión	2 157	0	0	365	0,10%	C3 AT	300	30	2,2	3 238,6	6 987,2	1,1	11,9	58,41	693,1
Rep-60	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 69 kV	RLL	Cant. Estructuras Suspensión	1 702	0	0	365	0,10%	C3 AT	360	90	1,7	3 238,6	5 513,0	2,6	12,8	58,41	745,8

Código	Descripción	Material 1			Material 2			Material 3			Material 4			Material 5					
		Código	cant.	[unit]	US\$/u	Código	cant.	[unit]	US\$/u	Código	cant.	[unit]	US\$/u	Código	cant.	[unit]	US\$/u		
Rep-16	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (138kV)	ais1	20	u	12,911934	kitln6	1	u	1400,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-17	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (345kV)	ais1	32	u	12,9	kitln6	1	u	1400,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-18	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (345kV)	ais1	32	u	12,9	kitln6	1	u	1400,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-19	Rep. Conductor de fase deshilachado (69	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-20	Rep. Conductor de fase deshilachado (69	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-21	Rep. Conductor de fase deshilachado (69	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-22	Rep. Conductor de fase deshilachado	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-23	Rep. Conductor de fase deshilachado	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-24	Rep. Conductor de fase deshilachado	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-25	Rep. Conductor de fase deshilachado	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-26	Rep. Conductor de fase deshilachado	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-27	Rep. Conductor de fase deshilachado	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-28	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (69 kV)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-29	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (69 kV)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-30	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (69 kV)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-31	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (138 kV)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-32	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (138 kV)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-33	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (138 kV)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-34	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (138 kV)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-35	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (345 kV)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-36	Rep. Conductor de hilo de guardia deshilachado (345 kV)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-37	Retensado de conductores de fase (69 y	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-38	Retensado de conductores de fase (69 y	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-39	Retensado de conductores de fase (69 y	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-40	Retensado de conductores de fase (69 y	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-41	Retensado de conductores de fase (345)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-42	Retensado de conductores de fase (345)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-43	Retensado de h. guardia (69 y 138)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-44	Retensado de h. guardia (69 y 138)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-45	Retensado de h. guardia (69 y 138)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-46	Retensado de h. guardia (69 y 138)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-47	Retensado de h. guardia (345)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-48	Retensado de h. guardia (345)	kitln1	1	u	15,0	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-49	Reparar puntos calientes (69 kV)	ais2	1	u	178	kitln10	0,5	u	300	kitln6	0,5	u	1400	n	0	0	n	0	0
Rep-51	Reparar puntos calientes (69 kV)	ais1	5	u	12,911934	kitln10	0,5	u	300	kitln6	0,5	u	1400	n	0	0	n	0	0
Rep-52	Reparar puntos calientes (69 kV)	ais1	5	u	12,911934	kitln10	0,5	u	300	kitln6	0,5	u	1400	n	0	0	n	0	0
Rep-53	Reparar puntos calientes (138 kV)	ais3	1	u	215	kitln10	0,5	u	300	kitln6	0,5	u	1400	n	0	0	n	0	0
Rep-54	Reparar puntos calientes (138 kV)	ais3	1	u	215	kitln10	0,5	u	300	kitln6	0,5	u	1400	n	0	0	n	0	0
Rep-55	Reparar puntos calientes (138 kV)	ais1	9	u	12,911934	kitln10	0,5	u	300	kitln6	0,5	u	1400	n	0	0	n	0	0
Rep-56	Reparar puntos calientes (138 kV)	ais1	9	u	12,911934	kitln10	0,5	u	300	kitln6	0,5	u	1400	n	0	0	n	0	0
Rep-57	Reparar puntos calientes (345)	ais1	15	u	12,911934	kitln10	0,5	u	300	kitln6	0,5	u	1400	n	0	0	n	0	0
Rep-58	Reparar puntos calientes (345)	ais1	15	u	12,911934	kitln10	0,5	u	300	kitln6	0,5	u	1400	n	0	0	n	0	0
Rep-59	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 69 kV	hor1	1	u	3100,6	hor23	1,2	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	
Rep-60	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 69 kV	hor1	1	u	3100,6	hor23	1,2	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	

Código	Descripción	Zona	Tipo de elemento sobre el cual se realiza la intervención	Cantidad 69	Cantidad 138	Cantidad 345	Periodo	% a intervenir	Cuadrilla	Tiempo Tareas	Tiempo Traslado	Interv./año	Materiales unitario	Materiales TOTAL	uso vehiculos	Tiempo cuadrilla	Cuadrilla Costo	Cuadrilla TOTAL
Rep-61	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 69 kV	RM	Cant. Estructuras Suspensión	1 594	0	0	365	0,10%	C3 AT	720	180	1,6	5 663,0	9 029,6	4,8	23,9	58,41	1 397,1
Rep-62	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 138 kV	U	Cant. Estructuras Suspensión	0	1 041	0	365	0,10%	C3 AT	300	30	1,0	3 284,6	3 419,1	0,5	5,7	58,41	334,4
Rep-63	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 138 kV	UD	Cant. Estructuras Suspensión	0	217	0	365	0,10%	C3 AT	300	30	0,2	18 483,6	4 011,3	0,1	1,2	58,41	69,7
Rep-64	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 138 kV	RLL	Cant. Estructuras Suspensión	0	240	0	365	0,10%	C3 AT	360	90	0,2	4 045,6	970,6	0,4	1,8	58,41	105,1
Rep-65	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 138 kV	RM	Cant. Estructuras Suspensión	0	90	0	365	0,10%	C3 AT	720	180	0,1	9 392,3	847,4	0,3	1,4	58,41	79,1
Rep-66	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 345 kV	RLL	Cant. Estructuras Suspensión	0	0	0	365	0,10%	C3 EAT	960	90	0,0	28 084,8	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-67	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 345 kV	RM	Cant. Estructuras Suspensión	0	0	0	365	0,10%	C3 EAT	1 920	180	0,0	28 084,8	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-68	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (Emergencias) (69kV)	U	Cadenas de Aisladores de Suspensión	0	0	0	365	0,10%	C3 AT	60	30	0,0	478,0	0,0	0,0	0,0	58,41	0,0
Rep-69	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (Emergencias) (69kV)	RLL	Cadenas de Aisladores de Suspensión	5 107	0	0	365	0,10%	C3 AT	120	90	5,1	364,6	1 861,7	7,7	17,9	58,41	1 044,1
Rep-70	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (Emergencias) (69kV)	RM	Cadenas de Aisladores de Suspensión	4 783	0	0	365	0,10%	C3 AT	240	180	4,8	364,6	1 743,9	14,4	33,5	58,41	1 955,9
Rep-71	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (Emergencias) (138kV)	U	Cadenas de Aisladores de Suspensión	0	5 558	0	365	0,10%	C3 AT	60	30	5,6	515,0	2 862,3	2,8	8,3	58,41	487,0
Rep-72	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (Emergencias) (138kV)	UD	Cadenas de Aisladores de Suspensión	0	0	0	365	0,10%	C3 AT	60	30	0,0	515,0	0,0	0,0	0,0	58,41	0,0
Rep-73	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (Emergencias) (138kV)	RLL	Cadenas de Aisladores de Suspensión	0	1 114	0	365	0,10%	C3 AT	120	90	1,1	416,2	463,6	1,7	3,9	58,41	227,7
Rep-74	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (Emergencias) (138kV)	RM	Cadenas de Aisladores de Suspensión	0	383	0	365	0,10%	C3 AT	240	180	0,4	416,2	159,4	1,1	2,7	58,41	156,6
Rep-75	Cambio Cadenas de Aisladores Suspensión (Emergencias) (345kV)	RLL	Cadenas de Aisladores de Suspensión	0	0	0	365	0,10%	C3 EAT	160	90	0,0	493,7	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-76	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 69 kV	RM	Cadenas de Aisladores de Suspensión	0	0	0	365	0,10%	C3 EAT	320	180	0,0	493,7	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-77	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 69 kV	U	Cant. Estructuras de Retención	925	0	0	365	0,08%	C3 AT	300	30	0,7	2 205,4	1 631,3	0,4	4,1	58,41	237,6
Rep-78	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 69 kV	RLL	Cant. Estructuras de Retención	851	0	0	365	0,08%	C3 AT	360	90	0,7	2 205,4	1 501,7	1,0	5,1	58,41	298,3
Rep-79	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 69 kV	RM	Cant. Estructuras de Retención	1 343	0	0	365	0,08%	C3 AT	720	180	1,1	11 394,9	12 240,3	3,2	16,1	58,41	941,2
Rep-80	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 138 kV	U	Cant. Estructuras de Retención	0	208	0	365	0,08%	C3 AT	300	30	0,2	2 320,4	386,5	0,1	0,9	58,41	53,5
Rep-81	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 138 kV	UD	Cant. Estructuras de Retención	0	36	0	365	0,08%	C3 AT	300	30	0,0	33 277,1	962,9	0,0	0,2	58,41	9,3
Rep-82	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 138 kV	RLL	Cant. Estructuras de Retención	0	35	0	365	0,08%	C3 AT	360	90	0,0	2 995,5	84,5	0,0	0,2	58,41	12,4
Rep-83	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 138 kV	RM	Cant. Estructuras de Retención	0	103	0	365	0,08%	C3 AT	720	180	0,1	18 876,5	1 557,1	0,2	1,2	58,41	72,3
Rep-84	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 345 kV	RLL	Cant. Estructuras de Retención	0	0	0	365	0,08%	C3 EAT	960	90	0,0	56 284,6	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-85	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) 345 kV	RM	Cant. Estructuras de Retención	0	0	0	365	0,08%	C3 EAT	1 920	180	0,0	56 284,6	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-86	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (69kV)	U	Cadenas de Aisladores de Retención	5 548	0	0	365	0,10%	C3 AT	90	30	5,5	1 554,9	8 626,4	2,8	11,1	58,41	648,1
Rep-87	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (69kV)	RLL	Cadenas de Aisladores de Retención	5 107	0	0	365	0,10%	C3 AT	180	90	5,1	1 554,9	7 940,8	7,7	23,0	58,41	1 342,4
Rep-88	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (69kV)	RM	Cadenas de Aisladores de Retención	8 056	0	0	365	0,10%	C3 AT	360	180	8,1	1 554,9	12 527,3	24,2	72,5	58,41	4 235,4
Rep-89	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (138kV)	U	Cadenas de Aisladores de Retención	0	2 223	0	365	0,10%	C3 AT	90	30	2,2	1 658,2	3 686,6	1,1	4,4	58,41	259,7

Código	Descripción	Material 1				Material 2				Material 3				Material 4				Material 5			
		Código	cant.	[unit]	US\$/u	Código	cant.	[unit]	US\$/u	Código	cant.	[unit]	US\$/u	Código	cant.	[unit]	US\$/u	Código	cant.	[unit]	US\$/u
Rep-61	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 69 kV	ag1	3000	kg	1,8	hor23	1,2	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-62	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 138 kV	hor1	1	u	3100,6	hor23	1,6	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-63	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 138 kV	pm1	1	u	18299,6	hor23	1,6	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-64	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 138 kV	hor33	1	u	3861,6	hor23	1,6	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-65	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 138 kV	ag1	5000	kg	1,8	hor23	1,6	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-66	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 345 kV	ag1	15000	kg	1,8	hor23	4	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-67	Cambio de estructuras suspensión (Emergencias) 345 kV	ag1	15000	kg	1,8	hor23	4	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-68	Suspensión (Emergencias) (69kV) Cambio Cadenas de Aisladores	ais2	1	u	178	kitln10	1	u	300,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-69	Suspensión (Emergencias) (69kV) Cambio Cadenas de Aisladores	ais1	5	u	12,911934	kitln10	1	u	300,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-70	Suspensión (Emergencias) (69kV) Cambio Cadenas de Aisladores	ais1	5	u	12,911934	kitln10	1	u	300,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-71	Suspensión (Emergencias) (138kV) Cambio Cadenas de Aisladores	ais3	1	u	215	kitln10	1	u	300,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-72	Suspensión (Emergencias) (138kV) Cambio Cadenas de Aisladores	ais3	1	u	215	kitln10	1	u	300,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-73	Suspensión (Emergencias) (138kV) Cambio Cadenas de Aisladores	ais1	9	u	12,911934	kitln10	1	u	300,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-74	Suspensión (Emergencias) (138kV) Cambio Cadenas de Aisladores	ais1	9	u	12,911934	kitln10	1	u	300,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-75	Suspensión (Emergencias) (345kV) Cambio Cadenas de Aisladores	ais1	15	u	12,9	kitln10	1	u	300,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-76	Suspensión (Emergencias) (345kV) Cambio de estructuras Retención	ais1	15	u	12,9	kitln10	1	u	300,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-77	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 69 kV	hor26	1	u	1860,4	hor23	3	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-78	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 69 kV	hor26	1	u	1860,4	hor23	3	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-79	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 69 kV	ag1	6000	kg	1,8	hor23	3	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-80	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 138 kV	hor26	1	u	1860,4	hor23	4	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-81	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 138 kV	pm3	1	u	32817,1	hor23	4	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-82	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 138 kV	hor35	1	u	2535,5	hor23	4	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-83	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 138 kV	ag1	10000	kg	1,8	hor23	4	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-84	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 345 kV	ag1	30000	kg	1,8	hor23	9	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-85	Cambio de estructuras Retención (Emergencias) 345 kV	ag1	30000	kg	1,8	hor23	9	m3	115,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-86	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (69kV)	ais1	12	u	12,9	kitln6	1	u	1400,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-87	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (69kV)	ais1	12	u	12,9	kitln6	1	u	1400,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-88	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (69kV)	ais1	12	u	12,9	kitln6	1	u	1400,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-89	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (138kV)	ais1	20	u	12,9	kitln6	1	u	1400,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0

Código	Descripción	Zona	Tipo de elemento sobre el cual se realiza la intervención	Cantidad 69	Cantidad 138	Cantidad 345	Periodo	% a intervenir	Cuadrilla	Tiempo Tareas	Tiempo Traslado	Interv./año	Materiales unitario	Materiales TOTAL	uso vehiculos	Tiempo cuadrilla	Cuadrilla Costo	Cuadrilla TOTAL
Rep-90	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (138kV)	UD	Cadenas de Aisladores de Retención	0	254	0	365	0,10%	C3 AT	90	30	0,3	1 658,2	421,6	0,1	0,5	58,41	29,7
Rep-91	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (138kV)	RLL	Cadenas de Aisladores de Retención	0	351	0	365	0,10%	C3 AT	180	90	0,4	1 658,2	581,2	0,5	1,6	58,41	92,1
Rep-92	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (138kV)	RM	Cadenas de Aisladores de Retención	0	875	0	365	0,10%	C3 AT	360	180	0,9	1 658,2	1 451,3	2,6	7,9	58,41	460,1
Rep-93	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (345kV)	RLL	Cadenas de Aisladores de Retención	0	0	0	365	0,10%	C3 EAT	240	90	0,0	1 813,2	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-94	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (345kV)	RM	Cadenas de Aisladores de Retención	0	0	0	365	0,10%	C3 EAT	480	180	0,0	1 813,2	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-95	Empalme de conductor de fase con manguito (Emergencias) (69 y 138kV)	U	km de línea de conductor de fase	1 048	2 268	0	365	0,09%	C3 AT	90	30	3,0	15,0	45,2	1,5	6,0	58,41	352,1
Rep-96	Empalme de conductor de fase con manguito (Emergencias) (69 y 138kV)	RLL	km de línea de conductor de fase	1 736	3 287	0	365	0,09%	C3 AT	270	90	4,6	15,0	68,5	6,9	27,4	58,41	1 600,5
Rep-97	Empalme de conductor de fase con manguito (Emergencias) (69 y 138kV)	RM	km de línea de conductor de fase	2 568	2 790	0	365	0,09%	C3 AT	540	180	4,9	15,0	73,1	14,6	58,4	58,41	3 414,1
Rep-98	Empalme de conductor de fase con manguito (Emergencias) (138kV)	UD	km de línea de conductor de fase	0	259	0	365	0,09%	C3 AT	540	30	0,2	15,0	3,5	0,1	2,2	58,41	130,8
Rep-99	Empalme de conductor de fase con manguito (Emergencias) (345 kV)	RLL	km de línea de conductor de fase	0	0	0	365	0,09%	C3 EAT	360	90	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-100	Empalme de conductor de fase con manguito (Emergencias) (345 kV)	RM	km de línea de conductor de fase	0	0	0	365	0,09%	C3 EAT	720	180	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-101	Empalme de conductor de h. guardia con manguito (Emergencias) (69 y 138kV)	U	km de línea de hilo de guardia	349	378	0	365	0,09%	C3 AT	90	30	0,7	15,0	9,9	0,3	1,3	58,41	77,2
Rep-102	Empalme de conductor de h. guardia con manguito (Emergencias) (69 y 138kV)	RLL	km de línea de hilo de guardia	579	1 096	0	365	0,09%	C3 AT	270	90	1,5	15,0	22,8	2,3	9,1	58,41	533,5
Rep-103	Empalme de conductor de h. guardia con manguito (Emergencias) (69 y 138kV)	RM	km de línea de hilo de guardia	856	930	0	365	0,09%	C3 AT	540	180	1,6	15,0	24,4	4,9	19,5	58,41	1 138,0
Rep-104	Empalme de conductor de h. guardia con manguito (Emergencias) (138 kV)	UD	km de línea de hilo de guardia	0	43	0	365	0,09%	C3 AT	540	30	0,0	15,0	0,6	0,0	0,4	58,41	21,8
Rep-105	Empalme de conductor de h. guardia con manguito (Emergencias) (345 kV)	RLL	km de línea de hilo de guardia	0	0	0	365	0,09%	C3 EAT	360	90	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-106	Empalme de conductor de h. guardia con manguito (Emergencias) (345 kV)	RM	km de línea de hilo de guardia	0	0	0	365	0,09%	C3 EAT	720	180	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-107	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (69 kV)	U	km de línea de conductor de fase	1 048	0	0	365	0,09%	C3 AT	240	30	1,0	1 126,3	1 073,0	0,5	4,3	58,41	250,4
Rep-108	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (69 kV)	RLL	km de línea de conductor de fase	1 736	0	0	365	0,09%	C3 AT	600	90	1,6	2 237,6	3 532,0	2,4	18,2	58,41	1 060,3
Rep-109	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (69 kV)	RM	km de línea de conductor de fase	2 568	0	0	365	0,09%	C3 AT	1 200	180	2,3	2 793,2	6 520,9	7,0	53,7	58,41	3 136,4
Rep-110	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (138 kV)	U	km de línea de conductor de fase	0	2 268	0	365	0,09%	C3 AT	240	30	2,1	1 604,2	3 307,0	1,0	9,3	58,41	541,9
Rep-111	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (138 kV)	UD	km de línea de conductor de fase	0	259	0	365	0,09%	C3 AT	240	30	0,2	1 604,2	378,1	0,1	1,1	58,41	62,0
Rep-112	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (138 kV)	RLL	km de línea de conductor de fase	0	3 287	0	365	0,09%	C3 AT	600	90	3,0	2 237,6	6 686,5	4,5	34,4	58,41	2 007,4
Rep-113	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (138 kV)	RM	km de línea de conductor de fase	0	2 790	0	365	0,09%	C3 AT	1 200	180	2,5	2 793,2	7 084,1	7,6	58,3	58,41	3 407,3
Rep-114	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (345 kV)	RLL	km de línea de conductor de fase	0	0	0	365	0,09%	C3 EAT	800	90	0,0	4 460,2	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-115	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (345 kV)	RM	km de línea de conductor de fase	0	0	0	365	0,09%	C3 EAT	1 600	180	0,0	3 719,3	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-116	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (69 kV)	U	km de línea de hilo de guardia	349	0	0	365	0,09%	C3 AT	240	30	0,3	1 215,0	385,8	0,2	1,4	58,41	83,5
Rep-117	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (69 kV)	RLL	km de línea de hilo de guardia	579	0	0	365	0,09%	C3 AT	600	90	0,5	2 415,0	1 270,7	0,8	6,1	58,41	353,4
Rep-118	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (69 kV)	RM	km de línea de hilo de guardia	856	0	0	365	0,09%	C3 AT	1 200	180	0,8	3 015,0	2 346,2	2,3	17,9	58,41	1 045,5

Código	Descripción	Material 1				Material 2				Material 3				Material 4				Material 5			
		Código	cant.	[unit]	U\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$/u
Rep-90	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (138kV)	ais1	20	u	12,9	kitln6	1	u	1400,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-91	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (138kV)	ais1	20	u	12,9	kitln6	1	u	1400,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-92	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (138kV)	ais1	20	u	12,9	kitln6	1	u	1400,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-93	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (345kV)	ais1	32	u	12,9	kitln6	1	u	1400,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-94	Cambio Cadenas de Aisladores Retención (Emergencias) (345kV)	ais1	32	u	12,9	kitln6	1	u	1400,0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-95	Empalme de conductor de fase con manguito (Emergencias) (69 y 138kV)	kitln1	1	u	15	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-96	Empalme de conductor de fase con manguito (Emergencias) (69 y 138kV)	kitln1	1	u	15	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-97	Empalme de conductor de fase con manguito (Emergencias) (69 y 138kV)	kitln1	1	u	15	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-98	Empalme de conductor de fase con manguito (Emergencias) (138kV)	kitln1	1	u	15	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-99	Empalme de conductor de fase con manguito (Emergencias) (345 kV)	kitln1	1	u	15	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-100	Empalme de conductor de fase con manguito (Emergencias) (345 kV)	kitln1	1	u	15	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-101	Empalme de conductor de h. guardia con manguito (Emergencias) (69 y 138kV)	kitln1	1	u	15	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-102	Empalme de conductor de h. guardia con manguito (Emergencias) (69 y 138kV)	kitln1	1	u	15	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-103	Empalme de conductor de h. guardia con manguito (Emergencias) (69 y 138kV)	kitln1	1	u	15	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-104	Empalme de conductor de h. guardia con manguito (Emergencias) (138 kV)	kitln1	1	u	15	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-105	Empalme de conductor de h. guardia con manguito (Emergencias) (345 kV)	kitln1	1	u	15	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-106	Empalme de conductor de h. guardia con manguito (Emergencias) (345 kV)	kitln1	1	u	15	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-107	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (69 kV)	con01	100	m	5,0935503	con0	100	m	4,5	con4	100	m	1,6	kitln1	1	u	15	n	0	0	0
Rep-108	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (69 kV)	con01	200	m	5,0935503	con0	200	m	4,5	con4	200	m	1,6	kitln1	1	u	15	n	0	0	0
Rep-109	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (69 kV)	con01	250	m	5,0935503	con0	250	m	4,5	con4	250	m	1,6	kitln1	1	u	15	n	0	0	0
Rep-110	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (138 kV)	con01	143	m	5,0935503	con0	143	m	4,5	con4	143	m	1,6	kitln1	1	u	15	n	0	0	0
Rep-111	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (138 kV)	con01	143	m	5,0935503	con0	143	m	4,5	con4	143	m	1,6	kitln1	1	u	15	n	0	0	0
Rep-112	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (138 kV)	con01	200	m	5,0935503	con0	200	m	4,5	con4	200	m	1,6	kitln1	1	u	15	n	0	0	0
Rep-113	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (138 kV)	con01	250	m	5,0935503	con0	250	m	4,5	con4	250	m	1,6	kitln1	1	u	15	n	0	0	0
Rep-114	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (345 kV)	con01	400	m	5,0935503	con0	400	m	4,5	con4	400	m	1,6	kitln1	1	u	15	n	0	0	0
Rep-115	Cambio tramo de conductor de fase (Emergencias) (345 kV)	con01	333	m	5,0935503	con0	333	m	4,5	con4	333	m	1,6	kitln1	1	u	15	n	0	0	0
Rep-116	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (69 kV)	conln9	100	m	12	n	0	0	0	n	0	0	0	kitln1	1	u	15	n	0	0	0
Rep-117	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (69 kV)	conln9	200	m	12	n	0	0	0	n	0	0	0	kitln1	1	u	15	n	0	0	0
Rep-118	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (69 kV)	conln9	250	m	12	n	0	0	0	n	0	0	0	kitln1	1	u	15	n	0	0	0

Código	Descripción	Zona	Tipo de elemento sobre el cual se realiza la intervención	Cantidad 69	Cantidad 138	Cantidad 345	Periodo	% a intervenir	Cuadrilla	Tiempo Tareas	Tiempo Traslado	Interv./año	Materiales unitario	Materiales TOTAL	uso vehículos	Tiempo cuadrilla	Cuadrilla Costo	Cuadrilla TOTAL
Rep-119	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (138 kV)	U	km de línea de hilo de guardia	0	378	0	365	0,09%	C3 AT	240	30	0,3	1 731,0	594,7	0,2	1,5	58,41	90,3
Rep-120	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (138 kV)	UD	km de línea de hilo de guardia	0	43	0	365	0,09%	C3 AT	240	30	0,0	1 731,0	68,0	0,0	0,2	58,41	10,3
Rep-121	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (138 kV)	RLL	km de línea de hilo de guardia	0	1 096	0	365	0,09%	C3 AT	600	90	1,0	2 415,0	2 405,5	1,5	11,5	58,41	669,1
Rep-122	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (138 kV)	RM	km de línea de hilo de guardia	0	930	0	365	0,09%	C3 AT	1 200	180	0,8	3 015,0	2 548,8	2,5	19,4	58,41	1 135,8
Rep-123	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (345 kV)	RLL	km de línea de hilo de guardia	0	0	0	365	0,09%	C3 EAT	800	90	0,0	4 815,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-124	Reparación de PAT (69 y 138 kV)	RM	km de línea de hilo de guardia	0	0	0	365	0,09%	C3 EAT	1 600	180	0,0	4 015,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0
Rep-125	Reparación de PAT (69 y 138 kV)	U	Cant. Puestas a Tierra	3 082	1 249	0	365	5%	C1	30	15	216,6	5,2	1 130,4	54,1	162,4	22,66	3 680,5
Rep-126	Reparación de PAT (69 y 138 kV)	RLL	Cant. Puestas a Tierra	2 553	275	0	365	5%	C1	180	45	141,4	5,2	738,3	106,1	530,4	22,66	12 018,1
Rep-127	Reparación de PAT (69 y 138 kV)	RM	Cant. Puestas a Tierra	2 937	193	0	365	5%	C1	360	90	156,5	5,2	817,1	234,8	1 174,0	22,66	26 602,5
Rep-128	Reparación de PAT (138 kV)	UD	Cant. Puestas a Tierra	0	253	0	365	5%	C1	360	15	12,7	5,2	66,1	3,2	79,1	22,66	1 792,9
Rep-129	Reparación de PAT (345 kV)	RLL	Cant. Puestas a Tierra	0	0	0	365	5%	C1	240	45	0,0	5,2	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rep-130	Reparación de PAT (345 kV)	RM	Cant. Puestas a Tierra	0	0	0	365	5%	C1	480	90	0,0	5,2	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rep-131	Reparación de estructura, bulonería, etc	RLL	Cant. Estructuras	0	0	0	365	5%	C2	180	45	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	47,28	0,0
Rep-132	Reparación de estructura, bulonería, etc	RM	Cant. Estructuras	0	0	0	365	5%	C2	360	90	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	47,28	0,0
Rep-133	Colocación de antiescalantes (345 kV)	RLL	Cant. Estructuras	0	0	0	365	5%	C2	180	45	0,0	3,5	0,0	0,0	0,0	47,28	0,0
Rep-134	Colocación de antiescalantes (345 kV)	RM	Cant. Estructuras	0	0	0	365	5%	C2	360	90	0,0	3,5	0,0	0,0	0,0	47,28	0,0
<b>TAREAS DE REVISIÓN</b>				<b>69kV</b>	<b>138kV</b>	<b>345kV</b>	<b>cada cuantos días:</b>	<b>Porcentaje</b>		<b>min</b>	<b>min</b>	<b>1/año</b>	<b>U\$S/u</b>	<b>U\$S/año</b>	<b>h</b>	<b>h</b>	<b>U\$S/h</b>	<b>U\$S/año</b>
Rev-01	Inventario-Inspección de líneas (69 y	U	km de línea	1 397	2 646	0	365	50%	C1	20	15	2 021,4	0,0	0,0	505,3	1 179,1	22,66	26 720,0
Rev-02	Inventario-Inspección de líneas (69 y	RLL	km de línea	2 315	4 383	0	365	50%	C1	30	45	3 348,9	0,0	0,0	2 511,7	4 186,2	22,66	94 860,2
Rev-03	Inventario-Inspección de líneas (69 y	RM	km de línea	3 424	3 720	0	365	50%	C1	30	90	3 571,8	0,0	0,0	5 357,8	7 143,7	22,66	161 879,0
Rev-04	Inventario-Inspección de líneas (138)	UD	km de línea	0	303	0	365	50%	C1	20	15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-05	Inventario-Inspección de líneas (345)	RLL	km de línea	0	0	0	365	50%	C1	40	45	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-06	Inventario-Inspección de líneas (345)	RM	km de línea	0	0	0	365	50%	C1	50	90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-07	Inventario-Inspección de estructuras (69	U	Cant. Estructuras	3 082	1 249	0	365	50%	C1	20	15	2 165,6	0,0	0,0	541,4	1 263,3	22,66	28 626,2
Rev-08	Inventario-Inspección de estructuras (69	RLL	Cant. Estructuras	2 553	275	0	365	50%	C1	30	45	1 414,3	0,0	0,0	1 060,7	1 767,8	22,66	40 060,2
Rev-09	Inventario-Inspección de estructuras (69	RM	Cant. Estructuras	2 937	193	0	365	50%	C1	30	90	1 565,3	0,0	0,0	2 347,9	3 130,6	22,66	70 940,0
Rev-10	Inventario-Inspección de estructuras	UD	Cant. Estructuras	0	253	0	365	50%	C1	20	15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-11	Inventario-Inspección de estructuras	RLL	Cant. Estructuras	0	0	0	365	50%	C1	40	45	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-12	Inventario-Inspección de estructuras	RM	Cant. Estructuras	0	0	0	365	50%	C1	50	90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-13	Recorrido de líneas en búsqueda de fallas (69 y 138)	U	km de línea	1 397	2 646	0	365	25%	C1	15	15	1 010,7	0,0	0,0	252,7	505,3	22,66	11 451,4
Rev-14	Recorrido de líneas en búsqueda de fallas (69 y 138)	RLL	km de línea	2 315	4 383	0	365	25%	C1	25	45	1 674,5	0,0	0,0	1 253,8	1 953,5	22,66	44 268,1
Rev-15	Recorrido de líneas en búsqueda de fallas (69 y 138)	RM	km de línea	3 424	3 720	0	365	25%	C1	25	90	1 785,9	0,0	0,0	2 678,9	3 423,0	22,66	77 567,0
Rev-16	Recorrido de líneas en búsqueda de fallas	UD	km de línea	0	303	0	365	25%	C1	15	15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-17	Recorrido de líneas en búsqueda de fallas	RLL	km de línea	0	0	0	365	25%	C1	30	45	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-18	Recorrido de líneas en búsqueda de fallas	RM	km de línea	0	0	0	365	25%	C1	30	90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-19	Perfilado de aisladores (69 y 138)	U	Cant. Cadenas Aisladores	12 020	7 781	0	365	25%	C6	10	15	4 950,3	0,0	0,0	1 237,6	2 062,6	57,58	118 767,5
Rev-20	Perfilado de aisladores (69 y 138)	RLL	Cant. Cadenas Aisladores	10 214	1 464	0	365	25%	C6	60	45	2 919,5	0,0	0,0	2 189,6	5 109,1	57,58	294 184,6
Rev-21	Perfilado de aisladores (69 y 138)	RM	Cant. Cadenas Aisladores	12 840	1 258	0	365	25%	C6	60	90	3 524,5	0,0	0,0	5 286,8	8 811,3	57,58	507 361,1
Rev-22	Perfilado de aisladores (138)	UD	Cant. Cadenas Aisladores	0	17 806	0	365	25%	C6	10	15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,58	0,0
Rev-23	Perfilado de aisladores (345)	RLL	Cant. Cadenas Aisladores	0	0	0	365	25%	C6	90	45	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,58	0,0
Rev-24	Perfilado de aisladores (345)	RM	Cant. Cadenas Aisladores	0	0	0	365	25%	C6	90	90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,58	0,0
Rev-25	Termografía (69 y 138)	U	Cant. Cadenas Aisladores	12 020	7 781	0	365	25%	C1	10	15	4 950,3	0,0	0,0	1 237,6	2 062,6	22,66	46 739,9
Rev-26	Termografía (69 y 138)	RLL	Cant. Cadenas Aisladores	10 214	1 464	0	365	25%	C1	20	45	2 919,5	0,0	0,0	2 189,6	3 162,8	22,66	71 669,5
Rev-27	Termografía (69 y 138)	RM	Cant. Cadenas Aisladores	12 840	1 258	0	365	25%	C1	20	90	3 524,5	0,0	0,0	5 286,8	6 461,6	22,66	146 422,8
Rev-28	Termografía (138)	UD	Cant. Cadenas Aisladores	0	17 806	0	365	25%	C1	10	15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-29	Termografía (345)	RLL	Cant. Cadenas Aisladores	0	0	0	365	25%	C1	90	45	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-30	Termografía (345)	RM	Cant. Cadenas Aisladores	0	0	0	365	25%	C1	90	90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-31	Medición de PAT (69 y 138)	U	Cant. Puestas a Tierra	3 082	1 249	0	365	25%	C1	10	15	1 082,8	208,0	225 222,4	270,7	451,2	22,66	10 223,6
Rev-32	Medición de PAT (69 y 138)	RLL	Cant. Puestas a Tierra	2 553	275	0	365	25%	C1	10	45	707,1	208,0	147 084,9	530,4	648,2	22,66	14 688,7

Código	Descripción	Material 1			Material 2			Material 3			Material 4			Material 5				
		Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	
Rep-119	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (138 kV)	conln9	143	m	12	n	0	0	n	0	0	kitln1	1	u	15	n	0	0
Rep-120	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (138 kV)	conln9	143	m	12	n	0	0	n	0	0	kitln1	1	u	15	n	0	0
Rep-121	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (138 kV)	conln9	200	m	12	n	0	0	n	0	0	kitln1	1	u	15	n	0	0
Rep-122	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (138 kV)	conln9	250	m	12	n	0	0	n	0	0	kitln1	1	u	15	n	0	0
Rep-123	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (345 kV)	conln9	400	m	12	n	0	0	n	0	0	kitln1	1	u	15	n	0	0
Rep-124	Cambio tramo de conductor del h guardia (Emergencias) (345 kV)	conln9	333	m	12	n	0	0	n	0	0	kitln1	1	u	15	n	0	0
Rep-125	Reparación de PAT (69 y 138 kV)	kitln5	1	u	4,8	kitet7	1	cjto	0,42	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-126	Reparación de PAT (69 y 138 kV)	kitln5	1	u	4,8	kitet7	1	cjto	0,42	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-127	Reparación de PAT (69 y 138 kV)	kitln5	1	u	4,8	kitet7	1	cjto	0,42	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-128	Reparación de PAT (138 kV)	kitln5	1	u	4,8	kitet7	1	cjto	0,42	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-129	Reparación de PAT (345 kV)	kitln5	1	u	4,8	kitet7	1	cjto	0,42	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-130	Reparación de PAT (345 kV)	kitln5	1	u	4,8	kitet7	1	cjto	0,42	n	0	0	n	0	0	n	0	0
Rep-131	Reparación de estructura, bulonería, etc	kitln2	1	u	100	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rep-132	Reparación de estructura, bulonería, etc	kitln2	1	u	100	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rep-133	Colocación de antiescalantes (345 kV)	kitln7	1	u	3,5	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rep-134	Colocación de antiescalantes (345 kV)	kitln7	1	u	3,5	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
<b>TAREAS DE REVISION</b>																		
Rev-01	Inventario-Inspección de líneas (69 y	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-02	Inventario-Inspección de líneas (69 y	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-03	Inventario-Inspección de líneas (69 y	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-04	Inventario-Inspección de líneas (138)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-05	Inventario-Inspección de líneas (345)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-06	Inventario-Inspección de líneas (345)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-07	Inventario-Inspección de estructuras (69	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-08	Inventario-Inspección de estructuras (69	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-09	Inventario-Inspección de estructuras (69	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-10	Inventario-Inspección de estructuras	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-11	Inventario-Inspección de estructuras	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-12	Inventario-Inspección de estructuras	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-13	Recorrido de líneas en búsqueda de fallas (69 y 138)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-14	Recorrido de líneas en búsqueda de fallas (69 y 138)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-15	Recorrido de líneas en búsqueda de fallas (69 y 138)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-16	Recorrido de líneas en búsqueda de fallas	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-17	Recorrido de líneas en búsqueda de fallas	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-18	Recorrido de líneas en búsqueda de fallas	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-19	Perfilado de aisladores (69 y 138)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-20	Perfilado de aisladores (69 y 138)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-21	Perfilado de aisladores (69 y 138)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-22	Perfilado de aisladores (138)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-23	Perfilado de aisladores (345)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-24	Perfilado de aisladores (345)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-25	Termografía (69 y 138)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-26	Termografía (69 y 138)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-27	Termografía (69 y 138)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-28	Termografía (138)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-29	Termografía (345)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-30	Termografía (345)	n	0	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-31	Medición de PAT (69 y 138)	medi	0,05	cjto	4160	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0
Rev-32	Medición de PAT (69 y 138)	medi	0,05	cjto	4160	n	0	0	n	0	0	n	0	0	n	0	0	0



ConCol

SIGLA  
Consultora en Energía

Código	Descripción	Zona	Tipo de elemento sobre el cual se realiza la intervención	Cantidad 69	Cantidad 138	Cantidad 345	Periodo	% a intervenir	Cuadrilla	Tiempo Tareas	Tiempo Traslado	Interv/año	Materiales unitario	Materiales TOTAL	uso vehiculos	Tiempo cuadrilla	Cuadrilla Costo	Cuadrilla TOTAL	
Rev-33	Medición de PAT (69 y 138)	RM	Cant. Puestas a Tierra	2 937	193	0	365	25%	C1	10	90	782,6	208,0	162 789,3	1 174,0	1 304,4	22,66	29 558,3	
Rev-34	Medición de PAT (138)	UD	Cant. Puestas a Tierra	0	253	0	365	25%	C1	10	15	15	208,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0	
Rev-35	Medición de PAT (345)	RLL	Cant. Puestas a Tierra	0	0	0	365	25%	C1	90	45	0,0	208,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0	
Rev-36	Medición de PAT (345)	RM	Cant. Puestas a Tierra	0	0	0	365	25%	C1	90	90	0,0	208,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0	
<b>TAREAS DE ADECUACIÓN</b>																			
		Zona		69kV	138kV	345kV	cada cuantos días	Porcentaje		min	min	l/año	US\$/u	US\$/año	h	h	US\$/h	US\$/año	
Ad-01	Enderezado de estructuras (69 y 138)	U	Cant. Estructuras	3 082	1 249	0	365	0,10%	C3 AT	60	15	4,3	5 000,0	21 656,0	1,1	5,4	58,41	316,2	
Ad-02	Enderezado de estructuras (138)	UD	Cant. Estructuras	0	253	0	365	0,10%	C3 AT	60	15	0,3	5 000,0	1 266,0	0,1	0,3	58,41	18,5	
Ad-03	Enderezado de estructuras (69 y 138)	RLL	Cant. Estructuras	2 553	275	0	365	0,10%	C3 AT	135	45	2,8	5 000,0	14 142,8	2,1	8,5	58,41	495,7	
Ad-04	Cambio de partes metalicas vencidas (69	RM	Cant. Estructuras	2 937	193	0	365	0,10%	C3 AT	270	90	3,1	106,1	332,0	4,7	18,8	58,41	1 097,2	
Ad-05	Cambio de partes metalicas vencidas	RLL	Cant. Estructuras	0	0	0	365	1,5%	C3 EAT	180	45	0,0	106,1	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0	
Ad-06	Cambio de partes metalicas vencidas	RM	Cant. Estructuras	0	0	0	365	1,5%	C3 EAT	360	90	0,0	106,1	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0	
Ad-07	Adecuar estructuras (69 y 138)	U	Cant. Estructuras	3 082	1 249	0	365	1%	C2	60	15	43,3	100,0	4 331,2	10,8	54,1	47,28	2 559,7	
Ad-08	Adecuar estructuras (138)	UD	Cant. Estructuras	0	253	0	365	1%	C2	60	15	2,5	100,0	253,2	0,6	3,2	47,28	149,6	
Ad-09	Adecuar estructuras (69 y 138)	RLL	Cant. Estructuras	2 553	275	0	365	1%	C2	135	45	28,3	100,0	2 828,6	21,2	84,9	47,28	4 012,0	
Ad-10	Adecuar estructuras (69 y 138)	RM	Cant. Estructuras	2 937	193	0	365	1%	C2	270	90	31,3	100,0	3 130,6	47,0	187,8	47,28	8 880,7	
Ad-11	Adecuar estructuras (345)	RLL	Cant. Estructuras	0	0	0	365	1,5%	C2	180	45	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	47,28	0,0	
Ad-12	Adecuar estructuras (345)	RM	Cant. Estructuras	0	0	0	365	1,5%	C2	360	90	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	47,28	0,0	
Ad-13	Adecuar puestas a tierra (69 y 138)	U	Cant. Puestas a Tierra	3 082	1 249	0	365	1,50%	C1	20	15	65,0	14,3	925,8	16,2	37,9	22,66	858,8	
Ad-14	Adecuar puestas a tierra (138)	UD	Cant. Puestas a Tierra	0	253	0	365	1,50%	C1	20	15	3,8	14,3	54,1	0,9	2,2	22,66	50,2	
Ad-15	Adecuar puestas a tierra (69 y 138)	RLL	Cant. Puestas a Tierra	2 553	275	0	365	1,50%	C1	25	45	42,4	14,3	604,6	31,8	49,5	22,66	1 121,7	
Ad-16	Adecuar puestas a tierra (69 y 138)	RM	Cant. Puestas a Tierra	2 937	193	0	365	1,50%	C1	50	90	47,0	14,3	669,2	70,4	109,6	22,66	2 482,9	
Ad-17	Adecuar puestas a tierra (345)	RLL	Cant. Puestas a Tierra	0	0	0	365	1,50%	C1	30	45	0,0	14,3	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0	
Ad-18	Adecuar puestas a tierra (345)	RM	Cant. Puestas a Tierra	0	0	0	365	1,50%	C1	30	90	0,0	14,3	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0	
Ad-19	Adecuar morseteria (69 y 138)	U	Cant. Cadenas Aisladores	12 020	7 781	0	365	1,00%	C2	30	15	198,0	300,0	59 403,5	49,5	148,5	47,28	7 021,4	
Ad-20	Adecuar morseteria (138)	UD	Cant. Cadenas Aisladores	0	17 806	0	365	1,00%	C2	30	15	178,1	300,0	53 417,0	44,5	133,5	47,28	6 313,8	
Ad-21	Adecuar morseteria (69 y 138)	RLL	Cant. Cadenas Aisladores	10 214	1 464	0	365	1,00%	C2	45	45	116,8	300,0	35 033,6	87,6	175,2	47,28	8 281,9	
Ad-22	Adecuar morseteria (69 y 138)	RM	Cant. Cadenas Aisladores	12 840	1 258	0	365	1,00%	C2	90	90	141,0	300,0	42 294,1	211,5	422,9	47,28	19 996,4	
Ad-23	Adecuar morseteria (345)	RLL	Cant. Cadenas Aisladores	0	0	0	365	1,00%	C2	60	45	0,0	300,0	0,0	0,0	0,0	47,28	0,0	
Ad-24	Adecuar morseteria (345)	RM	Cant. Cadenas Aisladores	0	0	0	365	1,00%	C2	30	90	0,0	300,0	0,0	0,0	0,0	47,28	0,0	
Ad-25	Limpieza de aislador (69 y 138)	U	Cant. Cadenas Aisladores	12 020	7 781	0	365	1,00%	C6	45	15	198,0	0,0	0,0	49,5	198,0	57,58	11 401,7	
Ad-26	Limpieza de aislador (138)	UD	Cant. Cadenas Aisladores	0	17 806	0	365	1,00%	C6	45	15	178,1	0,0	0,0	44,5	178,1	57,58	10 252,7	
Ad-27	Limpieza de aislador (69 y 138)	RLL	Cant. Cadenas Aisladores	10 214	1 464	0	365	1,00%	C6	90	45	116,8	0,0	0,0	87,6	262,8	57,58	15 129,5	
Ad-28	Limpieza de aislador (69 y 138)	RM	Cant. Cadenas Aisladores	12 840	1 258	0	365	1,00%	C6	90	90	141,0	0,0	0,0	211,5	422,9	57,58	24 353,3	
Ad-29	Limpieza de aislador (345)	RLL	Cant. Cadenas Aisladores	0	0	0	365	1,00%	C6	120	45	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,58	0,0	
Ad-30	Limpieza de aislador (345)	RM	Cant. Cadenas Aisladores	0	0	0	365	1,00%	C6	120	90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,58	0,0	
Ad-31	Despeje de arbolado en zona de cables	U	km de línea	1 397	2 646	0	365	10%	C2	60	15	404,3	0,0	0,0	101,1	505,3	47,28	23 892,6	
Ad-32	Despeje de arbolado en zona de cables	UD	km de línea	0	303	0	365	10%	C2	60	15	30,3	0,0	0,0	7,6	37,8	47,28	1 787,9	
Ad-33	Despeje de arbolado en zona de cables	RLL	km de línea	2 315	4 383	0	365	10%	C2	90	45	669,8	0,0	0,0	502,3	1 507,0	47,28	71 250,9	
Ad-34	Despeje de arbolado en zona de cables	RM	km de línea	3 424	3 720	0	365	10%	C2	180	90	714,4	0,0	0,0	1 071,6	3 214,7	47,28	151 987,2	
Ad-35	Despeje de arbolado en zona de cables	RLL	km de línea	0	0	0	365	10%	C2	120	45	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	47,28	0,0	
Ad-36	Despeje de arbolado en zona de cables	RM	km de línea	0	0	0	365	10%	C2	240	90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	47,28	0,0	
										hs/año	820	238							
											26183,5	39432,9			Materiales TOTAL	39 433	65 616		Cuadrilla TOTAL
														<b>TOTAL</b>	<b>1 012 168,2</b>				<b>2 278 382,9</b>

## INTERVENCIONES SOBRE SUBESTACIONES

Tipo	Código	Descripción	Zona	Tipo de elemento sobre el cual se realiza la intervención	Cantidad	Cantidad	Cantidad	Periodo	% a intervenir	Cuadrilla	Tiempo Tareas	Tiempo Traslado	Interv/año	Materiales unitario	Materiales TOTAL	Tiempo vehiculos	Tiempo cuadrilla	Cuadrilla Costo	Cuadrilla TOTAL
				<b>TAREAS DE OPERACION</b>															
op-01		Consignación de instalaciones uat - 345	SSEE	Cant. Interruptores	0	365	50%	365	50%	C1	30	47,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
op-02		Consignación de instalaciones at - 345	SSEE	Cant. Interruptores	0	365	50%	365	50%	C1	30	47,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
op-03		Maniobras de reposición del servicio uat -SSEE	SSEE	Cant. Interruptores	0	365	50%	365	50%	C1	30	47,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
op-04		Maniobras de reposición del servicio at -SSEE	SSEE	Cant. Interruptores	0	365	50%	365	50%	C1	30	47,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
op-05		Consignación de instalaciones at - 69 y	SSEE	Cant. Interruptores	359	365	50%	365	50%	C1	23	47,7	179,5	0,0	0,0	142,8	211,6	22,66	4 795,3
op-06		Maniobras de reposición del servicio at -	SSEE	Cant. Interruptores	359	365	50%	365	50%	C1	23	47,7	179,5	0,0	0,0	142,8	211,6	22,66	4 795,3

Código		Descripción		Material 1			Material 2			Material 3			Material 4			Material 5					
Código	Descripción	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u
Rev-33	Medición de PAT (69 y 138)	medi	0,05	cjto	4160	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-34	Medición de PAT (138)	medi	0,05	cjto	4160	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-35	Medición de PAT (345)	medi	0,05	cjto	4160	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-36	Medición de PAT (345)	medi	0,05	cjto	4160	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0

**TAREAS DE ADECUACIÓN**

Ad-01	Enderezado de estructuras (69 y 138)	kitln12	1	u	5000	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-02	Enderezado de estructuras (138)	kitln12	1	u	5000	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-03	Enderezado de estructuras (69 y 138)	kitln12	1	u	5000	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-04	Cambio de partes metalicas vencidas (69	her1	2	kg	3,0	kitln2	1	u	100,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-05	Cambio de partes metalicas vencidas	her1	2	kg	3,0	kitln2	1	u	100,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-06	Cambio de partes metalicas vencidas	her1	2	kg	3,0	kitln2	1	u	100,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-07	Adecuar estructuras (69 y 138)	kitln2	1	u	100	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-08	Adecuar estructuras (138)	kitln2	1	u	100	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-09	Adecuar estructuras (69 y 138)	kitln2	1	u	100	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-10	Adecuar estructuras (69 y 138)	kitln2	1	u	100	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-11	Adecuar estructuras (345)	kitln2	1	u	100	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-12	Adecuar estructuras (345)	kitln2	1	u	100	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-13	Adecuar puestas a tierra (69 y 138)	kitln5	1	u	4,8	mor3	1	u	9,45	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-14	Adecuar puestas a tierra (138)	kitln5	1	u	4,8	mor3	1	u	9,45	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-15	Adecuar puestas a tierra (69 y 138)	kitln5	1	u	4,8	mor3	1	u	9,45	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-16	Adecuar puestas a tierra (69 y 138)	kitln5	1	u	4,8	mor3	1	u	9,45	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-17	Adecuar puestas a tierra (345)	kitln5	1	u	4,8	mor3	1	u	9,45	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-18	Adecuar puestas a tierra (345)	kitln5	1	u	4,8	mor3	1	u	9,45	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-19	Adecuar morseteria (69 y 138)	kitln11	1	u	300	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-20	Adecuar morseteria (138)	kitln11	1	u	300	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-21	Adecuar morseteria (69 y 138)	kitln11	1	u	300	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-22	Adecuar morseteria (69 y 138)	kitln11	1	u	300	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-23	Adecuar morseteria (345)	kitln11	1	u	300	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-24	Adecuar morseteria (345)	kitln11	1	u	300	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-25	Limpieza de aislador (69 y 138)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-26	Limpieza de aislador (138)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-27	Limpieza de aislador (69 y 138)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-28	Limpieza de aislador (69 y 138)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-29	Limpieza de aislador (345)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-30	Limpieza de aislador (345)	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-31	Despeje de arbolado en zona de cables	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-32	Despeje de arbolado en zona de cables	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-33	Despeje de arbolado en zona de cables	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-34	Despeje de arbolado en zona de cables	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-35	Despeje de arbolado en zona de cables	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-36	Despeje de arbolado en zona de cables	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0

**INTERVENCIONES SOBRE SUBESTACIONES**

Tipo			Código			Descripción			Material 1			Material 2			Material 3			Material 4			Material 5		
Tipo	Código	Descripción	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	
<b>TAREAS DE OPERACIÓN</b>																							
op-01		Consignación de instalaciones uat - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	
op-02		Consignación de instalaciones at - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	
op-03		Maniobras de reposición del servicio uat -	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	
op-04		Maniobras de reposición del servicio at -	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	
op-05		Consignación de instalaciones at - 69 y	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	
op-06		Maniobras de reposición del servicio at -	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	

Código	Descripción	Zona	Tipo de elemento sobre el cual se realiza la intervención	Cantidad 69	Cantidad 138	Cantidad 345	Periodo	% a intervenir	Cuadrilla	Tiempo Tareas min	Tiempo Traslado min	Interv/año	Materiales unitario US\$/u	Materiales TOTAL US\$/año	uso vehículos h	Tiempo cuadrilla h	Cuadrilla Costo US\$/h	Cuadrilla TOTAL US\$/año	
<b>TAREAS DE REPARACIÓN</b>																			
Rep-01	Campo de línea o transformador de UAT		Cant. Campos o Transformadores	0			365	1,0%	C4	480	0,0	0,0	780,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-02	Campo de línea o transformador de AT		Cant. Campos o Transformadores	0			365	1,0%	C3 EAT	480	0,0	0,0	780,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-04	Interruptores - 345		Cant. Interruptores	0			365	0,5%	C3 EAT	2.500	0,0	0,0	5.448,5	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0	
Rep-05	Seccionadores - 345		Cant. Seccionadores	0			365	0,5%	C3 EAT	1.900	0,0	0,0	873,1	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-06	Protecciones de líneas y transformadores - Equipos de comunicaciones (RTU, antenas, onda portadora) - 345		Cant. Protecciones	0			365	1,0%	C4	480	0,0	0,0	780,0	0,0	0,0	0,0	24,77	0,0	
Rep-07	antenas, onda portadora) - 345		Cant. Equipos Comunicación	0			365	1,0%	C4	480	0,0	0,0	31,0	0,0	0,0	0,0	24,77	0,0	
Rep-08	Servicios auxiliares de la ET - 345		Cant. SSEE	0			365	1,0%	C5 EAT	240	0,0	0,0	500,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-09	Transformadores de Potencia - 345		Cant. Transformadores	0			365	0,5%	C3 EAT	2.800	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0	
Rep-10	Equipos de compensación UAT - 345		Cant. Equipos Compensación	0			365	0,5%	C3 EAT	360	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-11	Equipos de compensación AT - 345		Cant. Equipos Compensación	0			365	0,5%	C3 EAT	360	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-13	Bancos y cargadores de baterías - 345		Cant. Baterías	0			365	0,5%	C6	360	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,58	0,0	
Rep-14	Equipos de Medición Comercial - 345		Cant. Puntos Frontera	0			365	1,0%	C6	180	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,58	0,0	
Rep-15	Porticos y estructuras - 345		Cant. Pórticos	0			365	1,0%	C3 EAT	480	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	83,70	0,0	
Rep-16	Equipos de iluminación y seguridad -		Cant. Transformadores	0			365	10,0%	C6	320	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,58	0,0	
Rep-17	Conmutador Bajo Carga (CBC) - 345		Cant. Transformadores	0			365	10,0%	C5 EAT	480	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-18	Reguladores y Reactores - 345		Cant. Reguladores	0			365	10,0%	C5 EAT	480	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-21	Descargadores UAT - 345		Cant. descargadores	0			365	5,0%	C5 EAT	1.900	0,0	0,0	136,5	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-23	Transformadores de Corriente - 345		Cant. Transformadores Corriente	0			365	5,0%	C5 EAT	1.900	0,0	0,0	656,3	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-24	Transformadores de Tensión - 345		Cant. Transformadores Tensión	0			365	5,0%	C5 EAT	1.900	0,0	0,0	421,1	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-25	Sustituir el aceite del transformador -		Cant. Transformadores	0			365	5,0%	C5 EAT	360	0,0	0,0	600,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-27	Sustituir aceite del regulador - 345		Cant. Reguladores	0			365	5,0%	C5 EAT	360	0,0	0,0	360,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-29	Sustituir llave seccionadora - 345		Cant. Seccionadores	0			365	1,0%	C5 EAT	340	0,0	0,0	17.462,6	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-30	Sustituir pararrayo estación - 345		Cant. SSEE	0			365	3,0%	C5 EAT	260	0,0	0,0	250,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-31	Sustituir interruptor - 345		Cant. Interruptores	0			365	0,1%	C5 EAT	480	0,0	0,0	108.970,1	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-32	Sustituir transformador de Potencia -		Cant. Transformadores	0			365	0,01%	C5 EAT	720	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-33	Sustituir transformador de corriente -		Cant. Transformadores Corriente	0			365	0,01%	C5 EAT	260	0,0	0,0	13.125,7	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-34	Sustituir transformador de tensión - 345		Cant. Transformadores Tensión	0			365	0,01%	C5 EAT	260	0,0	0,0	8.421,2	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-35	Sustituir relé de protección - 345		Cant. Protecciones	0			365	5,0%	C5 EAT	290	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-36	Sustituir batería - 345		Cant. Baterías	0			365	5,0%	C5 EAT	120	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0	
Rep-37	Campo de línea o transformador de AT	SSEE	Cant. Campos o Transformadores	353			365	1,0%	C5 AT	360	47,7	3,5	780,0	2.753,4	2,8	24,0	42,71	1.024,5	
Rep-38	Interruptores	SSEE	Cant. Interruptores	359			365	1,0%	C5 AT	1.890	47,7	3,6	5.448,5	19.560,1	2,9	115,9	42,71	4.951,8	
Rep-39	Seccionadores	SSEE	Cant. Seccionadores	710			365	0,5%	C3 AT	1.440	47,7	3,6	873,1	3.099,6	2,8	88,0	58,41	5.141,8	
Rep-40	Protecciones de líneas y transformadores Equipos de comunicaciones (RTU, antenas, onda portadora)	SSEE	Cant. Protecciones	353			365	0,5%	C5 AT	360	47,7	1,8	780,0	1.376,7	1,4	12,0	42,71	512,3	
Rep-41	antenas, onda portadora)	SSEE	Cant. Equipos Comunicación	168			365	1,0%	C4	360	47,7	1,7	31,0	52,1	1,3	11,4	24,77	282,8	
Rep-42	Servicios auxiliares de la ET	SSEE	Cant. SSEE	85			365	1,0%	C4	180	47,7	0,9	500,0	425,0	0,7	3,2	24,77	79,9	
Rep-43	Transformadores de Potencia	SSEE	Cant. Transformadores	20			365	0,5%	C5 AT	2.070	47,7	0,1	2.031.313,2	203.131,3	0,1	3,5	42,71	150,7	
Rep-44	Equipos de compensación AT	SSEE	Cant. Equipos Compensación	4			365	0,5%	C3 AT	270	47,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	58,41	6,2	
Rep-45	Bancos y cargadores de baterías	SSEE	Cant. Baterías	85			365	0,6%	C5 AT	270	47,7	0,5	0,0	0,0	0,4	2,7	42,71	115,8	
Rep-46	Equipos de Medición Comercial	SSEE	Cant. Puntos Frontera	85			365	0,6%	C5 AT	135	47,7	0,5	0,0	0,0	0,4	1,6	42,71	66,6	
Rep-47	Porticos y estructuras	SSEE	Cant. Pórticos	353			365	0,6%	C1	360	47,7	2,1	0,0	0,0	1,7	14,5	22,66	327,5	
Rep-48	Equipos de iluminación y seguridad	SSEE	Cant. Transformadores	20			365	10,0%	C1	240	47,7	2,0	0,0	0,0	1,6	9,6	22,66	217,3	
Rep-49	Conmutador Bajo Carga (CBC)	SSEE	Cant. Transformadores	20			365	10,0%	C3 AT	360	47,7	2,0	0,0	0,0	1,6	13,6	58,41	793,9	
Rep-50	Reguladores y Reactores	SSEE	Cant. Reguladores	0			365	10,0%	C3 AT	360	47,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	58,41	0,0	
Rep-51	Descargadores UAT - 69 y 138	SSEE	Cant. descargadores	1.035			365	5,0%	C5 AT	1.440	47,7	51,8	136,5	7.063,9	41,2	1.283,2	42,71	54.803,9	
Rep-52	Transformadores de Corriente - 69 y 138	SSEE	Cant. Transformadores Corriente	1.053			365	5,0%	C5 AT	1.440	47,7	52,7	656,3	34.553,5	41,9	1.305,5	42,71	55.757,0	
Rep-53	Transformadores de Tensión - 69 y 138	SSEE	Cant. Transformadores Tensión	1.035			365	5,0%	C5 AT	1.440	47,7	51,8	421,1	21.789,9	41,2	1.283,2	42,71	54.803,9	
Rep-54	Sustituir el aceite del transformador - 69	SSEE	Cant. Transformadores	20			365	5,0%	C5 AT	360	47,7	1,0	600,0	600,0	0,8	6,8	42,71	290,2	
Rep-56	Sustituir aceite del regulador - 69 y 138	SSEE	Cant. Reguladores	0			365	5,0%	C5 AT	360	47,7	0,0	360,0	0,0	0,0	0,0	42,71	0,0	
Rep-59	Sustituir llave seccionadora de 69 y 138	SSEE	Cant. Seccionadores	710			365	1,0%	C5 AT	340	47,7	7,1	17.462,6	123.984,7	5,6	45,9	42,71	1.959,6	
Rep-61	Sustituir pararrayo estación - 69 y 138	SSEE	Cant. SSEE	85			365	3,0%	C5 AT	260	47,7	2,6	250,0	637,5	2,0	13,1	42,71	558,6	
Rep-62	Sustituir interruptor de 69 y 138 kV	SSEE	Cant. Interruptores	359			365	0,1%	C5 AT	480	47,7	0,4	108.970,1	39.120,3	0,3	3,2	42,71	134,9	
Rep-66	Sustituir transformador de potencia 138-	SSEE	Cant. Transformadores	20			365	0,01%	C5 AT	720	47,7	0,0	2.031.313,2	4.062,6	0,0	0,0	42,71	1,1	
Rep-69	Sustituir transformador de corriente - 69	SSEE	Cant. Transformadores Corriente	1.053			365	0,01%	C5 AT	260	47,7	0,1	13.125,7	1.382,1	0,1	0,5	42,71	23,1	
Rep-70	Sustituir transformador de tensión - 69 y	SSEE	Cant. Transformadores Tensión	1.035			365	0,01%	C5 AT	260	47,7	0,1	8.421,2	871,6	0,1	0,5	42,71	22,7	
Rep-71	Sustituir relé de protección - 69 y 138	SSEE	Cant. Protecciones	353			365	5,0%	C5 AT	290	47,7	17,7	0,0	0,0	14,0	99,4	42,71	4.243,2	
Rep-73	Sustituir batería - 69 y 138	SSEE	Cant. Baterías	85			365	5,0%	C5 AT	20	47,7	4,3	0,0	0,0	3,4	4,8	42,71	204,9	

Código	Descripción	Material 1				Material 2				Material 3				Material 4				Material 5			
		Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$\$/u
<b>TAREAS DE REPARACIÓN</b>																					
Rep-01	Campo de línea o transformador de UAT	mse5	0,05	gl	15600	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-02	Campo de línea o transformador de AT -	mse5	0,05	gl	15600	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-04	Interruptores - 345	ee25	0,05	u	108970,09	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-05	Seccionadores - 345	ee26	0,05	u	17462,631	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-06	Protecciones de líneas y transformadores - Equipos de comunicaciones (RTU,	mse5	0,05	gl	15600	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-07	antenas, onda portadora) - 345	con4	20	m	1,6	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-08	Servicios auxiliares de la ET - 345	kitet20	1	cjto	500,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-09	Transformadores de Potencia - 345	maq13	0,0%	u	2400088,2	maq14	0%	u	3825088,2	maq15	0%	u	4700088	n	0		0	n	0		0
Rep-10	Equipos de compensación UAT - 345	n	0		0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-11	Equipos de compensación AT - 345	n	0		0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-13	Bancos y cargadores de baterías - 345	n	0		0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-14	Equipos de Medición Comercial - 345	n	0		0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-15	Porticos y estructuras - 345	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-16	Equipos de iluminación y seguridad -	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-17	Conmutador Bajo Carga (CBC) - 345	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-18	Reguladores y Reactores - 345	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-21	Descargadores UAT - 345	ee24	0,05	u	2730,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-23	Transformadores de Corriente - 345	ee27	0,05	u	13125,7	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-24	Transformadores de Tensión - 345	ee28	0,05	u	8421,2	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-25	Sustituir el aceite del transformador -	kitet23	100	l	6,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-27	Sustituir aceite del regulador - 345	kitet23	60	l	6,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-29	Sustituir llave seccionadora - 345	ee26	1	u	17462,6	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-30	Sustituir pararrayo estación - 345	kitet20	0,5	cjto	500,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-31	Sustituir interruptor - 345	ee25	1	u	108970,1	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-32	Sustituir transformador de Potencia -	maq13	0,0%	u	2400088,2	maq14	0%	u	3825088,2	maq15	0%	u	4700088	n	0		0	n	0		0
Rep-33	Sustituir transformador de corriente -	ee27	1	u	13125,7	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-34	Sustituir transformador de tensión - 345	ee28	1	u	8421,2	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-35	Sustituir relé de protección - 345	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-36	Sustituir batería - 345	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-37	Campo de línea o transformador de AT	mse5	0,05	gl	15600,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-38	Interruptores	ee25	0,05	u	108970,1	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-39	Seccionadores	ee26	0,05	u	17462,6	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-40	Protecciones de líneas y transformadores Equipos de comunicaciones (RTU,	mse5	0,05	gl	15600,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-41	antenas, onda portadora)	con4	20	m	1,6	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-42	Servicios auxiliares de la ET	kitet20	1	cjto	500,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-43	Transformadores de Potencia	maq10	15%	u	1095088,2	maq11	35%	u	1423588,228	maq12	50%	u	2737588	n	0		0	n	0		0
Rep-44	Equipos de compensación AT	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-45	Bancos y cargadores de baterías	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-46	Equipos de Medición Comercial	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-47	Porticos y estructuras	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-48	Equipos de iluminación y seguridad	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-49	Conmutador Bajo Carga (CBC)	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-50	Reguladores y Reactores	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-51	Descargadores UAT - 69 y 138	ee24	0,05	u	2730,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-52	Transformadores de Corriente - 69 y 138	ee27	0,05	u	13125,7	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-53	Transformadores de Tensión - 69 y 138	ee28	0,05	u	8421,2	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-54	Sustituir el aceite del transformador - 69	kitet23	100	l	6	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-56	Sustituir aceite del regulador - 69 y 138	kitet23	60	l	6	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-59	Sustituir llave seccionadora de 69 y 138	ee26	1	u	17462,631	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-61	Sustituir pararrayo estación - 69 y 138	kitet20	0,5	cjto	500	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-62	Sustituir interruptor de 69 y 138 kV	ee25	1	u	108970,09	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-66	Sustituir transformador de potencia 138-	maq10	15%	u	1095088,2	maq11	35%	u	1423588,228	maq12	50%	u	2737588	n	0		0	n	0		0
Rep-69	Sustituir transformador de corriente - 69	ee27	1	u	13125,745	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-70	Sustituir transformador de tensión - 69 y	ee28	1	u	8421,1993	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-71	Sustituir relé de protección - 69 y 138	n	0		0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rep-73	Sustituir batería - 69 y 138	n	0		0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0	n	0		0

Código	Descripción	Zona	Tipo de elemento sobre el cual se realiza la intervención	Cantidad 69	Cantidad 138	Cantidad 345	Periodo	% a intervenir	Cuadrilla	Tiempo Tareas min	Tiempo Traslado min	Interv./año	Materiales unitario US\$/u	Materiales TOTAL US\$/año	uso vehículos h	Tiempo cuadrilla h	Cuadrilla Costo US\$/h	Cuadrilla TOTAL US\$/año
<b>TAREAS DE REVISIÓN</b>																		
	Inspección de Rutina de						cada cuantos días:	Porcentaje										
Rev-01	Transformadores (E/S) - 345 - 345		Cant. Campos o Transformadores	0			90	100%	C1	20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-02	Inspección de Rutina de Interruptores		Cant. Interruptores	0			90	100%	C1	20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-03	Inspección de Rutina de Seccionadores (E/S) - 345		Cant. Seccionadores	0			90	100%	C1	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-04	Inspección de Rutina de Compensación (E/S) - 345		Cant. Equipos Compensación	0			90	100%	C1	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-05	Inspección de Rutina del regulador CBC (E/S) - 345		Cant. Transformadores	0			90	100%	C1	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-06	Inspección de Rutina de Reguladores y Reactores (E/S) - 345		Cant. Reguladores	0			90	100%	C1	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-07	Inspección de Rutina de Baterías y Cargadores (E/S) - 345		Cant. Baterías	0			90	100%	C1	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-08	Inspección de Rutina Tablero de Servicios Auxiliares CA y CC (E/S) - 345		Cant. Baterías	0			90	100%	C1	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-09	Inspección de Rutina de Morsetería y Aisladores (E/S) - 345		Cant. Baterías	0			90	100%	C1	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-10	Inspección General de Transformadores (E/S) - 345		Cant. Transformadores	0			182,5	100%	C1	240	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-11	Inspección General de Interruptores		Cant. Interruptores	0			182,5	100%	C1	90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-12	Inspección General de Seccionadores		Cant. Seccionadores	0			182,5	100%	C1	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-13	Inspección General de Compensación		Cant. Equipos Compensación	0			182,5	100%	C1	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-14	Inspección General del regulador CBC		Cant. Transformadores	0			182,5	100%	C1	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-15	Inspección General de Reguladores y Reactores (E/S) - 345		Cant. Reguladores	0			182,5	100%	C1	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-16	Inspección General de Baterías y Cargadores (E/S) - 345		Cant. Baterías	0			182,5	100%	C1	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-17	Inspección General Tablero de Servicios Auxiliares CA y CC (E/S) - 345		Cant. Baterías	0			182,5	100%	C1	90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-18	Inspección General de Morsetería y Aisladores (E/S) - 345		Cant. Pórticos	0			182,5	100%	C1	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-19	Revisión termografica (E/S) - 345		Cant. Equipos	0			365	100%	C1	90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-20	Análisis de Aceite Transformadores (E/S)		Cant. Transformadores	0			365	5%	C1	720	0,0	0,0	700,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-21	Análisis de Aceite de Reguladores y Reactores (E/S) - 345		Cant. Reguladores	0			365	1%	C1	720	0,0	0,0	700,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-22	Análisis de Aceite del regulador CBC		Cant. Transformadores	0			365	1%	C1	720	0,0	0,0	700,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-23	Inspección General de Baterías y Cargadores (E/S) - 345		Cant. Baterías	0			182,5	100%	C1	180	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-24	Agregado de aceite a transformador -		Cant. Transformadores	0			365	100%	C5 EAT	180	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0
Rev-25	Medición puesta a tierra de la et uat/eat - Control de cdo, protecciones y comunicaciones de la ET - 345		Cant. SSEE	0			122	100%	C5 EAT	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0
Rev-26	Toma de estados de Medición SMEC -		Cant. Protecciones	0			122	100%	C4	20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,77	0,0
Rev-27	Inspección de Rutina de Transformadores (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Campos o Transformadores	20			90	100%	C1	15	47,7	81,1	0,0	0,0	64,5	84,8	22,66	1 921,8
Rev-29	Inspección de Rutina de Interruptores (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Interruptores	359			90	100%	C1	15	47,7	1 455,9	0,0	0,0	1 158,3	1 522,3	22,66	34 496,4
Rev-30	Inspección de Rutina de Seccionadores (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Seccionadores	710			90	100%	C1	8	47,7	2 879,4	0,0	0,0	2 290,9	2 650,8	22,66	60 067,9
Rev-31	Inspección de Rutina de Compensación (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Equipos Compensación	4			90	100%	C1	8	47,7	16,2	0,0	0,0	12,9	14,9	22,66	338,4
Rev-32	Inspección de Rutina de Reguladores y Reactores (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Transformadores	20			90	100%	C1	8	47,7	81,1	0,0	0,0	64,5	74,7	22,66	1 692,1
Rev-33	Inspección de Rutina del regulador CBC (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Reguladores	0			90	100%	C1	8	47,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-34	Inspección de Rutina de Baterías y Cargadores (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Baterías	85			90	100%	C1	8	47,7	344,7	0,0	0,0	274,3	317,3	22,66	7 191,2

Código	Descripción	Material 1				Material 2				Material 3				Material 4				Material 5			
		Código	cant.	[unit]	US\$/u																
<b>TAREAS DE REVISIÓN</b>																					
Rev-01	Inspección de Rutina de Transformadores (E/S) - 345 - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-02	Inspección de Rutina de Interruptores	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-03	Inspección de Rutina de Seccionadores (E/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-04	Inspección de Rutina de Compensación (E/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-05	Inspección de Rutina del regulador CBC (E/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-06	Inspección de Rutina de Reguladores y Reactores (E/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-07	Inspección de Rutina de Baterías y Cargadores (E/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-08	Inspección de Rutina de Servicios Auxiliares CA y CC (E/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-09	Inspección de Rutina de Morsetería, Porticos, y Aisladores (E/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-10	Inspección General de Transformadores (E/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-11	Inspección General de Interruptores	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-12	Inspección General de Seccionadores	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-13	Inspección General de Compensación	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-14	Inspección General del regulador CBC	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-15	Inspección General de Reactores y Baterías (E/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-16	Inspección General de Cargadores (E/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-17	Inspección General de Servicios Auxiliares CA y CC (E/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-18	Inspección General de Morsetería, Porticos, y Aisladores (E/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-19	Revisión termografica (E/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-20	Análisis de Aceite de Transformadores (E/S)	kitet22	1	cjto	700	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-21	Análisis de Aceite de Reguladores y Reactores (E/S) - 345	kitet22	1	cjto	700	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-22	Análisis de Aceite del regulador CBC	kitet22	1	cjto	700	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-23	Inspección General de Baterías y Cargadores (E/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-24	Agregado de aceite a transformador -	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-25	Medición puesta a tierra de la et uat/eat - Control de cdo, protecciones y comunicaciones de la ET - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-26	Toma de estados de Medición SMEC -	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-27	Inspección de Rutina de Transformadores (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-28	Inspección de Rutina de Interruptores (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-29	Inspección de Rutina de Seccionadores (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-30	Inspección de Rutina de Compensación (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-31	Inspección de Rutina de Reguladores y Reactores (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-32	Inspección de Rutina del regulador CBC (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-33	Inspección de Rutina de Baterías y Cargadores (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-34	Inspección de Rutina de Servicios Auxiliares CA y CC (E/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0

Código	Descripción	Zona	Tipo de elemento sobre el cual se realiza la intervención	Cantidad 69	Cantidad 138	Cantidad 345	Periodo	% a intervenir	Cuadrilla	Tiempo Tareas	Tiempo Traslado	Interv./año	Materiales unitario	Materiales TOTAL	uso vehículos	Tiempo cuadrilla	Cuadrilla Costo	Cuadrilla TOTAL
Rev-35	Inspección de Rutina Tablero de Servicios Auxiliares CA y CC (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Baterías	85			90	100%	C1	8	47,7	344,7	0,0	0,0	274,3	317,3	22,66	7 191,2
Rev-36	Inspección de Rutina Barras, Porticos, Morseteria y Aisladores (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Baterías	353			90	100%	C1	8	47,7	1 431,6	0,0	0,0	1 139,0	1 317,9	22,66	29 864,8
Rev-37	Inspección General de Transformadores (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Transformadores	20			365	100%	C1	180	47,7	20,0	0,0	0,0	15,9	75,9	22,66	1 720,2
Rev-38	Inspección General de Interruptores (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Interruptores	359			365	100%	C1	68	47,7	359,0	0,0	0,0	285,6	689,5	22,66	15 624,2
Rev-39	Inspección General de Seccionadores (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Seccionadores	710			365	100%	C1	23	47,7	710,0	0,0	0,0	564,9	831,1	22,66	18 833,5
Rev-40	Inspección General de Compensación (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Equipos Compensación	4			365	100%	C1	23	47,7	4,0	0,0	0,0	3,2	4,7	22,66	106,1
Rev-41	Inspección General del regulador CBC (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Transformadores	20			365	100%	C1	23	47,7	20,0	0,0	0,0	15,9	23,4	22,66	530,5
Rev-42	Inspección General de Reguladores y Reactores (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Reguladores	0			365	100%	C1	23	47,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-43	Inspección General de Baterías y Cargadores (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Baterías	85			365	100%	C1	23	47,7	85,0	0,0	0,0	67,6	99,5	22,66	2 254,7
Rev-44	Inspección General Tablero de Servicios Auxiliares CA y CC (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Baterías	85			365	100%	C1	68	47,7	85,0	0,0	0,0	67,6	163,3	22,66	3 699,3
Rev-45	Inspección General Barras, Porticos, Morseteria y Aisladores (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Pórticos	353			365	100%	C1	23	47,7	353,0	0,0	0,0	280,8	413,2	22,66	9 363,7
Rev-46	Revisión termografica (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Equipos	3 123			182,5	100%	C1	68	47,7	6 246,0	0,0	0,0	4 969,2	11 996,0	22,66	271 834,6
Rev-47	Análisis de Aceite Transformadores (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Transformadores	20			365,0	5%	C1	720	47,7	1,0	700,0	700,0	0,8	12,8	22,66	290,0
Rev-48	Análisis de Aceite de Reguladores y Reactores (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Reguladores	0			365,0	1%	C1	720	47,7	0,0	700,0	0,0	0,0	0,0	22,66	0,0
Rev-49	Análisis de Aceite del regulador CBC (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Transformadores	20			365,0	1%	C1	720	47,7	0,2	700,0	140,0	0,2	2,6	22,66	58,0
Rev-50	Inspección General de Baterías y Cargadores (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Baterías	85			365	100%	C1	135	47,7	85,0	0,0	0,0	67,6	258,9	22,66	5 866,2
Rev-51	Agregado de aceite a transformador - 69 y 138	SSEE	Cant. Transformadores	20			182,5	100%	C5 AT	135	47,7	40,0	0,0	0,0	31,8	121,8	42,71	5 203,0
Rev-52	Medición puesta a tierra de la et uat/eat - 69 y 138	SSEE	Cant. SSEE	85			365	100%	C5 AT	23	47,7	85,0	0,0	0,0	67,6	99,5	42,71	4 249,6
Rev-53	Control de edo, protecciones y comunicaciones de la ET - 69 y 138	SSEE	Cant. Protecciones	353			365	100%	C4	15	47,7	353,0	0,0	0,0	280,8	369,1	24,77	9 144,0
Rev-54	Toma de estados de Medición SMEC - Verificación de las condiciones de los contactos a través de termovisión	SSEE	Cant. Puntos Frontera	85			30	100%	C1	4	47,7	1 020,0	0,0	0,0	811,5	875,3	22,66	19 833,6
Rev-55	Verificación de vaciado de aceite, presión de aire comprimido, gas SF6, contador de operaciones de interruptor		Cant. Seccionadores	0	710		365	100%	C4	40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,77	0,0
Rev-56	Muestra de aceite para ensayo fisico, químico y cromatografía del aceite mineral aislante, verificación de los accesorios del contador de operación del conmutador bajo carga, verificación de las conexiones a través de termovisión		Cant. Interruptores	0	359		365	100%	C4	60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,77	0,0
Rev-57	Muestra de aceite para ensayo fisico, químico y cromatografía del aceite mineral aislante, verificación de los accesorios de verificación de las		Cant. Transformadores	0	20		365	100%	C4	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,77	0,0
Rev-58	Verificación del total de disparos de los pararrayos		Cant. Reguladores	0	0		365	100%	C4	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,77	0,0
Rev-59	Inspección visual de las conexiones de los		Cant. Protecciones	0	353		365	100%	C4	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,77	0,0
Rev-60	Verificación del nivel de aceite y de las conexiones a través de termovisión del transformador de tensión		Cant. SSEE	0	85		365	100%	C4	60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,77	0,0
Rev-62			Cant. Transformadores Tensión	0	1 035		365	100%	C4	70	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,77	0,0

Código	Descripción	Material 1			Material 2			Material 3			Material 4			Material 5			
		Código	cant.	[unit]	U\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$/u	Código	cant.	[unit]	U\$/u
Rev-35	Inspección de Rutina Tablero de Servicios Auxiliares CA y CC (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-36	Inspección de Rutina Barras, Porticos, Morsetería y Aisladores (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-37	Inspección General de Transformadores (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-38	Inspección General de Interruptores (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-39	Inspección General de Seccionadores (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-40	Inspección General de Compensación (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-41	Inspección General del regulador CBC (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-42	Inspección General de Reguladores y Reactores (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-43	Inspección General de Baterías y Cargadores (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-44	Inspección General Tablero de Servicios Auxiliares CA y CC (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-45	Inspección General Barras, Porticos, Morsetería y Aisladores (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-46	Revisión termografica (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-47	Análisis de Aceite Transformadores (E/S) - 69 y 138	kitet22	1	cjto	700	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-48	Análisis de Aceite de Reguladores y Reactores (E/S) - 69 y 138	kitet22	1	cjto	700	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-49	Análisis de Aceite del regulador CBC (E/S) - 69 y 138	kitet22	1	cjto	700	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-50	Inspección General de Baterías y Cargadores (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-51	Agregado de aceite a transformador - 69	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-52	Medicion puesta a tierra de la et uat/eat - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-53	Control de cdo, protecciones y comunicaciones de la ET - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-54	Toma de estados de Medición SMEC - Verificación de las condiciones de los contactos a través de termovisión	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-55	Verificación de vaciado de aceite, presión de aire comprimido, gas SF6, contador de operaciones de interruptor	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-56	Muestra de aceite para ensayo fisico, químico y cromatografía del aceite mineral aislante, verificación de los accesorios del contador de operación del conmutador bajo carga, verificación de las conexiones a través de termovisión	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-57	Muestra de aceite para ensayo físico, químico y cromatografía del aceite mineral aislante, verificación de los accesorios de verificación de las	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-58	Verificación del total de disparos de los pararrayos	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-59	Inspección visual de las conexiones de los	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-60	Verificación del nivel de aceite y de las conexiones a través de termovisión del transformador de tensión	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Rev-62		n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0

Código	Descripción	Zona	Tipo de elemento sobre el cual se realiza la intervención	Cantidad 69	Cantidad 138	Cantidad 345	Periodo	% a intervenir	Cuadrilla	Tiempo Tareas	Tiempo Traslado	Interv./año	Materiales unitario	Materiales TOTAL	uso vehículos	Tiempo cuadrilla	Cuadrilla Costo	Cuadrilla TOTAL		
Rev-63	Verificación del nivel de aceite y de las conexiones a través de termovisión del transformador de corriente		Cant. Transformadores Corriente	0	1 053		365	100%	C4	70	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,77	0,0		
<b>TAREAS DE ADECUACIÓN</b>								<b>cada cuantos días</b>	<b>Porcentaje</b>	<b>min</b>	<b>min</b>	<b>l/año</b>	<b>US\$/u</b>	<b>US\$/año</b>	<b>h</b>	<b>h</b>	<b>US\$/h</b>	<b>US\$/año</b>		
Ad-01	Mantenimiento General de Transformador (F/S) - 345		Cant. Transformadores	0			365	40%	c5 EAT	600	0,0	0,0	600,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0		
Ad-02	Mantenimiento General de Interruptores (F/S) - 345		Cant. Interruptores	0			365	40%	c5 EAT	240	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0		
Ad-03	Mantenimiento General de Seccionadores (F/S) - 345		Cant. Seccionadores	0			365	40%	c5 EAT	180	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0		
Ad-04	Mantenimiento General de Compensación (F/S) - 345		Cant. Equipos Compensación	0			365	40%	c5 EAT	240	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0		
Ad-05	Mantenimiento General del regulador CBC (F/S) - 345		Cant. Transformadores	0			365	40%	c5 EAT	180	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0		
Ad-06	Mantenimiento General de Rutina de Reguladores y Reactores (F/S) - 345		Cant. Reguladores	0			365	40%	c5 EAT	180	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0		
Ad-07	Servicios Auxiliares CA y CC (F/S) - 345		Cant. Baterías	0			365	40%	c5 EAT	120	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0		
Ad-08	Mantenimiento General Barras, Porticos, Morsetería y Aisladores (F/S) - 345		Cant. Pórticos	0			365	40%	c5 EAT	120	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0		
Ad-09	Adecuación transformador (cambio de trafo por rotación) - 345		Cant. Transformadores	0			365	10%	c5 EAT	120	0,0	0,0	600,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0		
Ad-10	Adecuación puesta a tierra		Cant. SSEE	0			365	100%	c2	600	0,0	0,0	60,4	0,0	0,0	0,0	47,28	0,0		
Ad-11	Adecuación de la SE (limpieza) - 345		Cant. SSEE	0			30	100%	c5 EAT	180	0,0	0,0	700,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0		
Ad-12	Banco de baterías y cargadores de baterías (rectificador) - 345		Cant. Baterías	0			365	100%	c5 EAT	180	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0		
Ad-13	Tratamiento de aceite aislante de Transformadores		Cant. Transformadores	0			365	50%	c5 EAT	180	0,0	0,0	700,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0		
Ad-14	Tratamiento de aceite aislante de Interruptores		Cant. Interruptores	0			365	50%	c2	600	0,0	0,0	700,0	0,0	0,0	0,0	47,28	0,0		
Ad-15	Adecuación edilicia de la et uat/at		Cant. SSEE	0			365	50%	c2	600	0,0	0,0	700,0	0,0	0,0	0,0	47,28	0,0		
Ad-16	Adecuación del regulador		Cant. Reguladores	0			365	100%	c5 EAT	360	0,0	0,0	600,0	0,0	0,0	0,0	63,70	0,0		
Ad-17	Mantenimiento General de Transformador (F/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Transformadores	20			365	12,5%	C5 AT	450	47,7	2,5	600,0	1 500,0	2,0	20,7	42,71	885,8		
Ad-18	Mantenimiento General de Interruptores (F/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Interruptores	359			365	12,5%	C5 AT	180	47,7	44,9	0,0	0,0	35,7	170,3	42,71	7 274,6		
Ad-19	Mantenimiento General de Seccionadores (F/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Seccionadores	710			365	12,5%	C5 AT	135	47,7	88,8	0,0	0,0	70,6	270,3	42,71	11 544,3		
Ad-20	Inspección de Rutina de Compensación (E/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Equipos Compensación	4			365	12,5%	C5 AT	180	47,7	0,5	0,0	0,0	0,4	1,9	42,71	81,1		
Ad-21	Mantenimiento General del regulador CBC (F/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Transformadores	20			365	12,5%	C5 AT	135	47,7	2,5	0,0	0,0	2,0	7,6	42,71	325,2		
Ad-22	Mantenimiento General de Rutina de Reguladores y Reactores (F/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Reguladores	0			365	12,5%	C5 AT	135	47,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42,71	0,0		
Ad-23	Mantenimiento General Tablero de Servicios Auxiliares CA y CC (F/S) - 69	SSEE	Cant. Baterías	85			365	12,5%	C5 AT	90	47,7	10,6	0,0	0,0	8,5	24,4	42,71	1 041,7		
Ad-24	Mantenimiento General Barras, Porticos, Morsetería y Aisladores (F/S) - 69 y 138	SSEE	Cant. Pórticos	353			365	12,5%	C5 AT	90	47,7	44,1	0,0	0,0	35,1	101,3	42,71	4 326,2		
Ad-25	Adecuación transformador (cambio de trafo por rotación) - 69 y 138	SSEE	Cant. Transformadores	20			365	6%	C5 AT	90	47,7	1,2	600,0	720,0	1,0	2,8	42,71	117,7		
Ad-26	Adecuación puesta a tierra	SSEE	Cant. SSEE	85			365	50%	c1	450	47,7	42,5	60,4	2 567,9	33,8	352,6	42,71	7 989,2		
Ad-27	Adecuación de la SE (limpieza) - 69 y Banco de baterías y cargadores de baterías (rectificador) - 69 y 138	SSEE	Cant. SSEE	85			180	100%	C5 AT	135	47,7	172,4	700,0	120 652,8	137,1	524,9	42,71	22 420,1		
Ad-28	Tratamiento de aceite aislante de Transformadores	SSEE	Cant. Transformadores	85			365	100%	C5 AT	135	47,7	85,0	0,0	0,0	67,6	258,9	42,71	11 056,5		
Ad-29	Tratamiento de aceite aislante de Interruptores	SSEE	Cant. Transformadores	20			365	25%	C5 AT	135	47,7	5,0	700,0	3 500,0	4,0	15,2	42,71	650,4		
Ad-30	Tratamiento de aceite aislante de Interruptores	SSEE	Cant. Interruptores	359			365	25%	c2	450	47,7	89,8	700,0	62 825,0	71,4	744,5	47,28	35 200,9		
Ad-31	Adecuación edilicia de la et uat/at	SSEE	Cant. SSEE	85			365	25%	c2	450	47,7	21,3	700,0	14 875,0	16,9	176,3	47,28	8 334,5		
Ad-32	Adecuación del regulador	SSEE	Cant. Reguladores	0			365	25%	C5 AT	270	47,7	0,0	600,0	0,0	0,0	0,0	42,71	0,0		
										884	60			13 750	29 778					
										16027,9	13749,8									
													<b>Materiales TOTAL</b>	<b>671 945,0</b>					<b>Cuadrilla TOTAL</b>	<b>818 687,7</b>
<b>TOTAL</b>																				

Código	Descripción	Material 1			Material 2			Material 3			Material 4			Material 5			
		Código	cant.	[unit]	U\$S/u	Código	cant.	[unit]	U\$S/u	Código	cant.	[unit]	U\$S/u	Código	cant.	[unit]	U\$S/u
Rev-63	Verificación del nivel de aceite y de las conexiones a través de termovisión del transformador de corriente	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
<b>TAREAS DE ADECUACIÓN</b>																	
Ad-01	Mantenimiento General de Transformador (F/S) - 345	kitet14	1	cjto	600	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-02	Mantenimiento General de Interruptores (F/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-03	Mantenimiento General de Seccionadores (F/S) - 345	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0
Ad-04	Mantenimiento General de Compensación (F/S) - 345	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0
Ad-05	Mantenimiento General del regulador CBC (F/S) - 345	n	0		0,0	n	0		0,0	n	0		0	n	0		0
Ad-06	Mantenimiento General de Rutina de Reguladores y Reactores (F/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-07	Mantenimiento General Tablero de Servicios Auxiliares CA y CC (F/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-08	Mantenimiento General Barras, Porticos, Morsetería y Aisladores (F/S) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-09	Adecuación transformador (cambio de trafo por rotación) - 345	kitet14	1	cjto	600	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-10	Adecuación puesta a tierra	kitet7	1	cjto	0,42	kitet8	20	cjto	3	n	0		0	n	0		0
Ad-11	Adecuación de la SE (limpieza) - 345	kitet22	1	cjto	700	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-12	Banco de baterías y cargadores de baterías (rectificador) - 345	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-13	Tratamiento de aceite aislante de	kitet22	1	cjto	700	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-14	Tratamiento de aceite aislante de	kitet22	1	cjto	700	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-15	Adecuación edilicia de la et uat/at	kitet22	1	cjto	700	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-16	Adecuación del regulador	kitet14	1	cjto	600	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-17	Mantenimiento General de Transformador (F/S) - 69 y 138	kitet14	1	cjto	600	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-18	Mantenimiento General de Interruptores (F/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-19	Mantenimiento General de Seccionadores (F/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-20	Inspección de Rutina de Compensación (E/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-21	Mantenimiento General del regulador CBC (F/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-22	Mantenimiento General de Rutina de Reguladores y Reactores (F/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-23	Mantenimiento General Tablero de Servicios Auxiliares CA y CC (F/S) - 69	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-24	Mantenimiento General Barras, Porticos, Morsetería y Aisladores (F/S) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-25	Adecuación transformador (cambio de trafo por rotación) - 69 y 138	kitet14	1	cjto	600	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-26	Adecuación puesta a tierra	kitet7	1	cjto	0,42	kitet8	20	cjto	3	n	0		0	n	0		0
Ad-27	Adecuación de la SE (limpieza) - 69 y	kitet22	1	cjto	700	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-28	Banco de baterías y cargadores de baterías (rectificador) - 69 y 138	n	0		0	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-29	Tratamiento de aceite aislante de	kitet22	1	cjto	700	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-30	Tratamiento de aceite aislante de	kitet22	1	cjto	700	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-31	Adecuación edilicia de la et uat/at	kitet22	1	cjto	700	n	0		0	n	0		0	n	0		0
Ad-32	Adecuación del regulador	kitet14	1	cjto	600	n	0		0	n	0		0	n	0		0



## VARIABLES DE CONTROL

### TIEMPOS DE TRABAJO

Horas de trabajo por día	7.5 h/día
Días trabajados por semana	5 día/sem
Semanas trabajadas por año	47 sem/año
Días hábiles por mes	21 díaH/mes
Días hábiles por año	237 díaH/año

### TIEMPOS DE TRASLADO

	Zona	
	Urbana	15 min
Tiempo medio de traslado	Rural llana	45 min
	Rural montañosa	90 min
Tiempo Medio de traslado		
Ponderado por Zona (R ó U)	SSEE	47.5 min

### COMUNICACIONES

	Líneas de Teléfono Fijo por persona	0.5 línea/pers
Duración media llamadas	Telefonía Celular	5 min/llam.
Cantidad de llamadas diarias por	Telefonía Celular	15 llam./día/cel

### ESPACIO Y SUPERFICIES

	Sede Central	10 m2/pers
Superficie media por persona	Regional	10 m2/pers
	Cuadrillas	10 m2/pers
Superficie media por vehículo	estacionamiento	15 m2/vehíc
Superficie por depósito		500 m2/depósito

### INSUMOS

Impresiones promedio diarias por persona	30 hojas/día/pers
% de cartucho gastado por hoja impresa	0.01% %/hoja
	-> cada 10.000 hojas se cambia un cartucho

### VEHÍCULOS

Código	Vehículo-Zona	velocidad	unidad	Zona
V1	V1Urbano	40 km/h		Urbano
V1	V1Rural	60 km/h		Rural
V2	V2Urbano	40 km/h		Urbano
V2	V2Rural	60 km/h		Rural
V3	V3Urbano	30 km/h		Urbano
V3	V3Rural	50 km/h		Rural
V4	V4Urbano	20 km/h		Urbano
V4	V4Rural	25 km/h		Rural
V5	V5Urbano	20 km/h		Urbano
V5	V5Rural	25 km/h		Rural
V6	V6Urbano	20 km/h		Urbano
V6	V6Rural	25 km/h		Rural



## VARIABLES DE CONTROL

### SERVICIOS

Código	Descripción	Valor	Unidad
	Vigilancia y seguro de Activos	10	vigilante/edif
	Vigilancia de Depósitos y Estacionamiento	1	vigilante/edif
	Agua potable	0.25	gal/pers-día

### MANTENIMIENTO DE MÓDULOS DE EQUIPAMIENTO Y SISTEMAS

#### MÓDULOS

Mantenimiento	Celular	3%	sobre el valor del bien
	Equipamento PC	5%	sobre el valor del bien
	Software PC	0%	sobre el valor del bien
	Escritorio de 3 cajones	5%	sobre el valor del bien
	Escritorio director	5%	sobre el valor del bien
	Mesa de reunión director	5%	sobre el valor del bien
	Silla	5%	sobre el valor del bien
	Silla presidente	5%	sobre el valor del bien
	Cajonera	5%	sobre el valor del bien
	Armario director	5%	sobre el valor del bien
	Armario ejecutivo	5%	sobre el valor del bien
	Accesorios	5%	sobre el valor del bien
	Notebook	5%	sobre el valor del bien
	Grabador de CD	3%	sobre el valor del bien
	Impresora a láser	10%	sobre el valor del bien
	Mesa recepción	5%	sobre el valor del bien
	Counter	5%	sobre el valor del bien
	Silla de espera p/ 3 personas	5%	sobre el valor del bien
	Silla de Recepción	5%	sobre el valor del bien
Proyector	5%	sobre el valor del bien	

#### SISTEMAS

Mantenimiento	Sistema de Gestión	10%	sobre el valor del bien
	SCADA	10%	sobre el valor del bien
	GIS	10%	sobre el valor del bien
	Sistema de Adm. y Finanzas	10%	sobre el valor del bien
	Sistemas Centrales (Servidores)	10%	sobre el valor del bien
	Eq. Almacenamiento, Medición y Control	10%	sobre el valor del bien



## COSTOS UNITARIOS

### COSTOS UNITARIOS DE MATERIALES

#### CONDUCTORES

Código	Descripción	Unidad	Precio [US\$/unidad]
con00	Conductor ACSR - 1024.5 MCM	m	7.6
con01	Conductor ACSR - 559.9 MCM	m	5.1
con0	Conductor ACSR - 477 MCM	m	4.5
con1	Conductor ACSR - 397.5 MCM	m	3.9
con2	Conductor ACSR - 336.4 MCM	m	3.4
con3	Conductor ACSR - 266.8 MCM	m	2.9
con4	Conductor ACSR - 4/0 AWG	m	1.6
con14	Cable guardia PETREL 101.8	m	0.7
con141	Cable guardia de acero 5/16"	m	0.5
con142	Cable guardia de acero 3/8"	m	0.5
con17	Conductor CU - 2AWG	m	3.1
conln7	Cable Al/Ac 435/55 mm2	m	7.1
conln9	Hilo de guardia A°G°- 50 mm2	m	12.0
n		0	0

#### TORRES METÁLICAS

Código	Descripción	Unidad	Precio [US\$/unidad]
ag1	Perfil de Acero Galvanizado para Celosía	kg	1.84

#### POSTES METÁLICOS

Código	Descripción	Unidad	Precio [US\$/unidad]
pm1	Poste de Acero Suspensión	u	18,299.6
pm2	Poste de Acero Ret	u	24,266.7
pm3	Poste de Acero Ret > 45°	u	32,817.1

#### HORMIGONES

Código	Descripción	Unidad	Precio [US\$/unidad]
hor33	Poste de Concreto de 25.00 m de longitud - susp.	u	3861.6
hor34	Poste de Concreto de 25.00 m de longitud - <45°	u	3198.4
hor35	Poste de Concreto de 25.00 m de longitud - >45°	u	2535.5
hor1	Poste de Concreto de 23.00 m de longitud - susp.	u	3100.6
hor25	Poste de Concreto de 23.00 m de longitud - <45°	u	2480.5
hor26	Poste de Concreto de 23.00 m de longitud - >45°	u	1860.4
hor2	Poste de Concreto de 22.00 m de longitud - susp.	u	2719.3
hor27	Poste de Concreto de 22.00 m de longitud - <45°	u	2175.5
hor28	Poste de Concreto de 22.00 m de longitud - >45°	u	1631.6
hor3	Poste de Concreto de 21.00 m de longitud - < 15° (C/2500)	u	2653.8
hor29	Poste de Concreto de 21.00 m de longitud - < 45° (C/4000)	u	2123.0
hor30	Poste de Concreto de 21.00 m de longitud - > 45° (C/6000)	u	1592.3
hor4	Poste de Concreto de 20.00 m de longitud - < 15° (C/2500)	u	2726.4
hor31	Poste de Concreto de 20.00 m de longitud - < 45° (C/4000)	u	2257.9
hor32	Poste de Concreto de 20.00 m de longitud - > 45° (C/6000)	u	1789.6
hor10	Ménsula de Concreto para poste simple de 2.70 m de longitud	u	191.1
hor11	Ménsula de Concreto para poste doble y triple de 2.70 m de longitud	u	228.0
hor12	Cruceta de Concreto para poste simple de 2.70 m de longitud	u	391.8
hor13	Cruceta de Concreto para poste doble y triple de 2.70 m de longitud	u	444.5
hor14	Ménsula de Concreto para cable de guardia p/poste simple. de 1 m de long.	u	83.8
hor15	Ménsula de Concreto para cable de guardia p/ poste doble y triple. 1 m de long.	u	93.9
hor16	Ménsula de Concreto para poste simple de 2.00 m de longitud	u	152.9
hor17	Ménsula de Concreto para poste doble y triple de 2.00 m de longitud	u	182.4
hor18	Cruceta de Concreto para poste simple de 2.00 m de longitud	u	264.3
hor19	Cruceta de Concreto para poste doble y triple de 2.00 m de longitud	u	298.0
hor20	Ménsula de Concreto para cable de guardia p/poste simple de 0.80 m de long.	u	67.1
hor21	Ménsula de Concreto para cable de guardia p/poste doble y triple. 0.80 m de long.	u	75.1
hor22	Vínculo de Concreto para poste doble y triple	u	111.8
hor23	Fundación de hormigón	m3	115



## COSTOS UNITARIOS

### COSTOS UNITARIOS DE MATERIALES

#### AISLADORES

Código	Descripción	Unidad	Precio [US\$/unidad]
ais1	Aislador Disco de 10"	u	12.9
ais2	Aislador Horizontal Tipo Poste 69 kV	u	178.0
ais3	Aislador Horizontal Tipo Poste 138 kV	u	215.0
ais4	Aislador Polimérico 345 kV	u	385.0

#### HERRAJES

Código	Descripción	Unidad	Precio [US\$/unidad]
her1	Acero galvanizado	kg	3.028326911

#### MORSETERÍA

Código	Descripción	Unidad	Precio [US\$/unidad]
mor1	Acero galvanizado	kg	30.6
mor2	Aleación de Aluminio	kg	23.6
mor3	Varilla para puesta a tierra Copperweld de 16x1800 mm	u	9.45
mor4	Conector Copperweld para varilla de puesta a tierra	u	4.07

#### EQUIPOS ELECTROMECAÑICOS

Código	Descripción	Unidad	Precio [US\$/unidad]
ee3	Descargador Unipolar de 69 kV	u	1100.0
ee4	Descargador Unipolar de 138 kV	u	2100.0
ee24	Descargador Unipolar de 345 kV	u	2730.0
ee7	Interruptor Tripolar de 69 kV	u	42613.9
ee8	Interruptor Tripolar de 138 kV	u	71684.9
ee25	Interruptor Tripolar de 345 kV	u	108970.1
ee11	Seccionador Tripolar de 69 kV	u	5127.1
ee12	Seccionador Tripolar de 138 kV	u	8484.2
ee26	Seccionador Tripolar de 345 kV	u	17462.6
ee15	Transf. de corriente Unipolar de 69 kV	u	4391.7
ee16	Transf. de corriente Unipolar de 138 kV	u	7391.7
ee27	Transf. de corriente Unipolar de 345 kV	u	13125.7
ee19	Transf. potencial Unipolar de 69 kV	u	4041.7
ee20	Transf. potencial Unipolar de 138 kV	u	6891.7
ee28	Transf. potencial Unipolar de 345 kV	u	8421.2

#### MATERIALES CAMPOS SUBESTACIONES

Código	Descripción	Unidad	Precio [US\$/unidad]
mse1	Aisladores - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	1400
mse2	Barras. cables y tubos - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	625
mse3	Cables de control - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	3500
mse4	Estructuras y Soportes - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	10150
mse5	Paneles de protección y control - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	31200
mse6	Celdas de MT para 13.8 kV SF6	u	37128.5
mse7	Celdas de MT para 34.5 kV SF6	u	36500

#### MÁQUINAS

Código	Descripción	Unidad	Precio [US\$/unidad]
maq3	capacitor - 69 kV - Conv.	u	284480.0
maq7	transformador - 138/69/MT kV - 25 MVA - Conv. Trif.	u	832088.2
maq8	transformador - 138/69/MT kV - 50 MVA - Conv. Trif.	u	1170088.2
maq9	transformador - 138/69/MT kV - 75 MVA - Conv. Trif.	u	1586088.2
maq10	transformador - 138/69 kV - 25 MVA - Conv. Trif.	u	1095088.2
maq11	transformador - 138/69 kV - 50 MVA - Conv. Trif.	u	1484421.6
maq12	transformador - 138/69 kV - 75 MVA - Conv. Trif.	u	1796965.3
maq13	transformador - 345/138 kV - 140 MVA - Conv. Trif.	u	2400088.2
maq14	transformador - 345/138 kV - 300 MVA - Conv. Trif.	u	3825088.2
maq15	transformador - 345/138 kV - 400 MVA - Conv. Trif.	u	4700088.2
maq16	transformador - 69/MT kV - 10 MVA - Conv. Trif.	u	206794.9
maq17	transformador - 69/MT kV - 20 MVA - Conv. Trif.	u	290805.4
maq18	transformador - 69/MT kV - 30 MVA - Conv. Trif.	u	394202.8
maq19	transformador - 69/MT kV - 40 MVA - Conv. Trif.	u	497600.3



## COSTOS UNITARIOS

### COSTOS UNITARIOS DE MATERIALES

#### OBRAS GENERALES EN SUBESTACIONES

Código	Descripción	Unidad	Precio [U\$S/unidad]
ogen1	Cerco perimetral	m	20
ogen2	Terraplenes	m3	1.5
ogen3	Drenajes	m2	1
ogen4	Colocación de gramilla	m2	0.5
ogen5	Colocación de piedra partida	m3	9
ogen6	Pavimentos	m3	10
ogen7	Iluminación exterior	m2	0.25
ogen8	Malla de tierra	m2	0.25
ogen9	Canaletas principales	m	22
ogen10	Edificios	m2	250
ogen13	Servicios auxiliares - 69 kV	gl	4500
ogen14	Servicios auxiliares - 138 kV	gl	5500
ogen16	Servicios auxiliares - 345 kV	gl	7000
ogen17	Protección contra incendios - Base 345 kV, Mediana, BD, Conv.	gl	65000
ogen18	Sistema de abastecimiento de agua y efluentes - Base 345 kV, Mediana, BD, Conv.	gl	28000
ogen20	Sistema de Ventilación - Base 345 kV, Mediana, BD, Conv.	gl	31000
ogen21	Sistema Control. Comunic.. Señales. Med.. Alarmas - Base 345 kV, Mediana, BD, Coi	gl	179800

#### MONTAJE LÍNEAS

Código	Descripción	Unidad	Precio [U\$S/unidad]
mli1	Ejecución de planialtimetría y distribución estructuras 69 a 345 kV	m	2
mli5	Ejecución de excavaciones	m3	40
mli6	Ejecución de fundaciones de Concreto	m3	75
mli8	Armado de torre metálica	u	1.35
mli9	Izado de poste de Concreto (incluye transporte) 20 a 25 m	u	845
mli12	Vestido de estructura de alineación. líneas de 69 a 138 kV. simple terna	u	73.5
mli13	Vestido de estructura para ángulo < 45°. líneas de 69 a 138 kV. simple terna	u	175
mli14	Vestido de estructura para ángulo > 45°. líneas de 69 a 138 kV. simple terna	u	215.5
mli15	Vestido de estructura de alineación. líneas de 69 a 138 kV. doble terna	u	125
mli16	Vestido de estructura para ángulo < 45°. líneas de 69 a 138 kV. doble terna	u	297.5
mli17	Vestido de estructura para ángulo > 45°. líneas de 69 a 138 kV. doble terna	u	366.5
mli27	Tendido. regulado y engrampado de cond.. líneas 69 a 345 kV	m	3.2
mli28	Tendido. reg. y engramp. de cable pararrayos. líneas 69 a 345 kV	m	1
mli30	Instalación de espaciadores amortiguadores en conductores	u	52
mli31	Instalación de amortiguadores en conductores	u	42.5
mli32	Instalación de amortiguadores en cable pararrayos	u	25
mli33	Instalación puesta a tierra	u	35

#### OBRA CIVIL

Código	Descripción	Unidad	Precio [U\$S/unidad]
ociv2	Obras civiles en Campos - Base 69 kV, BS, Conv.	gl	14060

#### MONTAJE CAMPOS SUBESTACIONES

Código	Descripción	Unidad	Precio [U\$S/unidad]
mpos1	Montaje electromecánico - Base 29 kV, BS, Conv.	gl	9450

#### MÓDULO MEDICIÓN

\*no vienen de Modelo UPES

Código	Descripción	Unidad	Precio [U\$S/unidad]
medi	Módulo Medición	cjto	4160.0

#### KITS DE REPARACIÓN

\*no vienen de Modelo UPES

Código	Descripción	Unidad	Precio [U\$S/unidad]
kitet4	Materiales para reparación de puesto de medición en AT	cjto	1000.0
kitet7	Cable de cobre para PAT 16 mm2	cjto	0.4
kitet8	Tornillos y bulones	cjto	3.0
kitet14	Bulonería/junta/nivel trafo/radiador/pintura	cjto	600.0
kitet20	Kit de reparación anual de servicios auxiliares de ET MT/MT	cjto	500.0
kitet22	Materiales para adecuación de instalaciones en ET AT/MT	cjto	700.0



## COSTOS UNITARIOS

### COSTOS UNITARIOS DE MATERIALES

kitet23	Aceite para Transformadores	l	6.0
kitln1	kit reparación cables de EAT	u	15.0
kitln2	kit reparación estructuras (pintura, bulonería,etc)	u	100.0
kitln5	Jabalina	u	4.8
kitln6	kit tornillos para aisladores de retención	u	1400.0
kitln7	Dispositivo antiescalantes	u	3.5
kitln8	Dispositivo separadores	u	25.0
kitln9	Dispositivo amortiguadores	u	18.0
kitln10	kit tornillos para aisladores de suspensión	u	300.0
kitln11	kit adecuacion morseteria	u	300.0
kitln12	kit adecuacion estructuras metalicas	u	5000.0

### MATERIALES PARA HORMIGÓN

\*no vienen de Modelo UPES

Código	Descripción	Unidad	Precio [U\$S/unidad]
cem82	Cemento, bolsa de 82 lb	bolsa	6.4
varil	Varillas de acero para armazón	quintal	62.1
agreg	Agregados (piedra, arena, grava y otros)	m3	21.2

### REMUNERACIONES (Ver hoja "Salarios") - 1 U\$S = 33.9192 RD\$

Código	Categoría Salarial	unidad	Salario Anual
	Miembro del Consejo de Administración	u\$S	90,000.0
1000	Presidente	u\$S	136,451.5
1001	Asistente Dirección	u\$S	17,007.2
1010	Vicepresidente Ejecutivo	u\$S	55,869.6
9000	Director Jurídico	u\$S	47,581.9
4200	Abogado I	u\$S	30,507.5
4200	Asistente Legal	u\$S	30,507.5
8000	Director de Gestión Humana	u\$S	63,442.1
8230	Encargado de Capacitación	u\$S	16,491.1
8250	Encargado de Compensación	u\$S	18,091.8
8260	Asistente de Personal	u\$S	8,043.8
8270	Supervisor de Seguridad Física	u\$S	13,934.5
7000	Director de Logística	u\$S	56,909.4
7120	Planeador de Compras	u\$S	17,640.0
7112	Auxiliar de Tráfico de Aduanas	u\$S	751.7
6000	Director de Sistemas	u\$S	55,393.4
6130	Analista de sistemas	u\$S	15,706.3
6170	Soporte Técnico	u\$S	11,048.9
4400	Auditor Interno	u\$S	29,916.3
4501	Analista de Crédito	u\$S	8,029.7
4502	Auxiliar de Créditos y Cobros	u\$S	5,648.3
4000	Director de Finanzas	u\$S	62,940.8
4002	Analista Financiero	u\$S	17,159.8
4200	Contador General	u\$S	30,507.5
4221	Asistente de Contabilidad	u\$S	7,211.9
2000	Director de Operaciones	u\$S	69,710.5
2130	Gerente de Ingeniería	u\$S	45,109.7
2131	Ingeniero Industrial	u\$S	16,092.5
2400	Gerente de Higiene y Seguridad	u\$S	25,287.3
2300	Gerente de Mantenimiento	u\$S	3,161.4
2310	Ingeniero de Mantenimiento	u\$S	18,093.0
2314	Auxiliar de Mantenimiento	u\$S	3,865.7
2315	Técnico Electricista Sr.	u\$S	6,348.9
2316	Técnico Electricista	u\$S	5,055.2
2316	Técnico Electrónico	u\$S	5,055.2
2200	Ingeniero de Calidad	u\$S	35,568.3
2316	Técnico Calibración	u\$S	5,055.2

## COSTOS UNITARIOS

### COSTOS UNITARIOS DE MATERIALES

2410	Inspector de Higiene y Seguridad	u\$s	10,124.3
5220	Secretaria III	u\$s	10,044.3
5210	Secretaria II	u\$s	7,978.7
5240	Auxiliar de Administración	u\$s	5,131.5
2314	Auxiliar de Mantenimiento	u\$s	3,865.7
2313	Mecánico C	u\$s	5,299.4
2315	Técnico Electricista Sr.	u\$s	6,348.9
2316	Técnico Electricista	u\$s	5,055.2
2512	Montacarguista	u\$s	3,862.1
5250	Chofer	u\$s	5,599.6

### SERVICIOS, INSUMOS, COMUNICACIONES, ALQUILERES

#### COMUNICACIONES

Código	Descripción	unidad	Precio [U\$\$/min]
	Llamada de teléfono fijo urbana	u\$s/línea	61.8
Módulo	Llamada de celular	llam.	0.1

#### INSUMOS

Código	Descripción	unidad	Precio [U\$S]
Módulo	hoja de impresión	u	0.18
Módulo	cartucho para impresora	u	21.80
	Reproducciones	por sector/mes	100.00

#### VIÁTICOS

Código	Descripción	unidad	Precio [U\$\$/día]
	Monto asignado para hotel, comida y traslado	día	175.00

#### VEHÍCULOS

Código	Descripción	unidad	Precio [U\$\$/gal]
	Combustible		5.20
Mantenimiento	Preventivo Automóvil	U\$\$/km	0.50
	Preventivo Camioneta y Camiones	U\$\$/km	0.64
	Correctivo		

#### SERVICIOS

Código	Descripción	unidad	Precio
5290	Vigilancia y seguro de Activos (salario)	U\$\$/mes/vig	447.1
	Limpieza	U\$\$/m2-mes	1.64
	Mantenimiento General	U\$\$/m2-mes	0.64
	Agua bebible (de botellón)	U\$\$/gal	0.29
	Agua de grifo	U\$\$/m2-mes	0.06
	Electricidad	U\$\$/kW-h-mes	5.11
	Seguros	U\$\$/m2-mes	0.10
	Varios	U\$\$/m2-mes	0.21



## CONFORMACIÓN DE MÓDULOS

### TIPOS DE MÓDULOS

**Nombre Descripción**

M1	Colectivo: elementos de oficina en general, no asignados a ningún puesto en particular. Grupo de hasta 10 personas
M2	Director: elementos de oficina para gerentes y jefes
M3	Administrativo: elementos de oficina para áreas administrativas, recepción, puestos no gerenciales
M4	Técnico: elementos de oficina para áreas técnicas, de ingeniería y soporte
M5	O&M: equipamiento de cuadrillas

### FORMACIÓN DE MÓDULOS

Tipos de Módulo

Descripción	M1	M2	M3	M4	M5
Celular	0	1	0	1	1
Equipamiento PC		1	1	1	1
Software PC		1	1	1	1
Escritorio de 3 cajones				1	
Escritorio director		1			
Mesa de reunión director		1			
Silla		8		1	4
Silla presidente		1			
Cajonera		2	1	1	1
Armario director		2	1		
Armario ejecutivo	1			1	
Accesorios	2	1	1	1	2
Notebook	2				
Grabador de CD	1				
Impresora a láser	1		1	1	
Mesa recepción	1		1		2
Counter de recepción	1				
Silla de espera p/ 3 personas	2				
Silla de Recepción	2		1		
Proyector	1				

## CONFORMACIÓN DE CUADRILLAS

### TIPOS DE CUADRILLAS Y TAREAS CORRESPONDIENTES

**Nombre Descripción de Tareas**

C1	Cuadrilla para inspección, consignaciones y maniobras
C2	Cuadrilla para poda y trabajos menores (Adecuación Estructuras, Morsetería/Bulonería, antiescalantes)
C3	Cuadrilla para trabajos con tensión y cambio de estructuras
C4	Cuadrilla de protecciones, comunicaciones y control
C5	Cuadrilla de SSEE
C6	Cuadrilla para trabajos en aisladores (perfilado y limpieza)

Tipo	Código	Descripción	Categoría	C1	C2	C3 AT	C3 EAT	C4	C5 AT	C5 EAT	C6
Personal	O1	Jefe de Equipo	Técnico Electricista Sr.	1	1	1	1		1	1	1
	O2	Asistente	Auxiliar de Mantenimiento	1	2	0	1		0	1	1
	O3	Ayudante	Técnico Electricista		2	2	3		1	2	1
	O4	Chofer- (Op. Grúa)	Montacarguista			1	2		1	1	
	O5	Técnico Especialista	Mecánico C			1	1	2	1	1	1
Vehículos	V1	Automóvil	V1								
	V2	Camioneta	V2	1	1	1	2	1	1	2	2
	V3	Camion	V3			1	1				
	V4	Elevador	V4		2						
	V5	Grúa 15 T	V5			1	1		1	1	
	V6	Camion lava aisladores	V6								1

## COSTOS ESPECÍFICOS DE CUADRILLAS

	C1	C2	C3 AT	C3 EAT	C4	C5 AT	C5 EAT	C6
Costo personal por cuadrilla [U\$S/h]	9,34	20,92	23,44	35,41	11,46	19,53	27,19	18,98
Costo de Vehículos por cuadrilla [U\$S/h]	13,32	26,36	34,98	48,29	13,32	23,18	36,50	38,60
<b>Costo total de Cuadrilla [U\$S/h]</b>	<b>22,66</b>	<b>47,28</b>	<b>58,41</b>	<b>83,70</b>	<b>24,77</b>	<b>42,71</b>	<b>63,70</b>	<b>57,58</b>

Código	Descripción	Traslado		Mantenimiento		Distancia recorrida		Consumo Combustible [gal/km]	Combustible [U\$S/año]	Mantenim [U\$S/año]	TOTAL [U\$S/año]	HORARIO [U\$S/h]
		Urbano h/año	Rural h/año	Prev U\$S/km	Corr U\$S/km	Urbano [km/año]	Rural [km/año]					
V1	Automóvil			0,50		70 000	0	0,03	10 920,4	35 084,1	46 004,5	
V2	Camioneta	10983,4	51280,0	0,64		439 334	3 076 801	0,03	548 537,2	280 640,7	829 177,9	13,32
V3	Camion	22,9	224,1	0,64		688	11 206	0,04	2 474,0	439,4	2 913,4	11,79
V4	Elevador	513,5	4052,2	0,64		10 270	101 304	0,04	23 208,4	6 560,6	29 769,0	6,52
V5	Grúa 15 T	247,1	595,5	0,64		4 943	14 887	0,05	5 155,9	3 157,5	8 313,4	9,87
V6	Camion lava aisladores	1331,6	7775,4	0,64		26 632	194 386	0,08	91 946,6	17 012,0	108 958,6	11,96

Código	Descripción	Categoría Salarial	Salario Base [U\$S]	Pagos Fijos 4	Pagos Variables - Bonificación 5	Pagos Variables - Comisiones 6	Pagos Variables - Bonos e Incent. 7	Beneficio por Auto 8	Seguros de vida y Salud 9	Plan de Pensiones 10	Costo Total [U\$S]	Costo horario [U\$S/h]	Plus por
													vestimenta y herramientas 25%
O1	Jefe de Equipo	Técnico Electricista Sr.	6349	557	585	0	0	0	339	45	7875,2	4,47	5,59
O2	Asistente	Auxiliar de Mantenimient	3866	403	473	0	0	0	281	275	5298,7	3,01	3,76
O3	Ayudante	Técnico Electricista	5055	10	50	0	0	186	209	4	5513,7	3,13	3,91
O4	Chofer- (Op. Grúa)	Montacarguista	3862	706	492	0	227	0	504	275	6066,0	3,44	4,30
O5	Técnico Especialista	Mecánico C	5299	802	751	175	244	0	428	377	8077,2	4,58	5,73

## CANT. PERSONAL Y VEHÍCULOS DE CUADRILLA EQUIVALENTES

Traslados [hs] - Vehículos en marcha		C1	C2	C3 AT	C3 EAT	C4	C5 AT	C5 EAT	C6
U	Urb y SSEE	7,732	257	23	0	107	224	0	1,332
RLL	Rur y SSEE	32,817	2,025	224	0	174	365	0	7,775
RM									
SSEE									

Tareas [hs] - Personal y Vehículos		C1	C2	C3 AT	C3 EAT	C4	C5 AT	C5 EAT	C6
	Líneas	41,029	6,589	953	0	0	0	0	17,045
	SSEE	22,441	914	102	0	382	5,810	0	0

<b>Cant. Personal Equivalente</b>	O1	49	6	1	0	0	5	0	13	74
<b>Factor uso personal</b>	O2	49	12	0	0	0	0	0	13	74
0.75	O3	0	12	2	0	0	5	0	13	32
	O4	0	0	1	0	0	5	0	0	6
	O5	0	0	1	0	1	5	0	13	20

\*\*\*Para el cálculo de personal se supone que son requeridos en un solo turno de trabajo

**TOTAL 206**

<b>Cant. Vehículos Equivalentes</b>	V2	49	6	1	0	1	5	0	26	88
<b>Factor uso Vehículos</b>	V3	0	0	1	0	0	0	0	0	1
0.75	V4	0	12	0	0	0	0	0	0	12
	V5	0	0	1	0	0	5	0	0	6
	V6	0	0	0	0	0	0	0	13	13

\*\*\*Para el cálculo de vehículos se supone que son utilizados en un solo turno de trabajo

**TOTAL 120**

## SALARIOS Y BENEFICIOS (Según encuesta ROS)

Cod	Puesto	Sueldo Mensual	Pagos Fijos	Pagos Variables - Bonificación	Pagos Variables - Comisiones	Pagos Variables - Bonos e Incent.	Beneficio por Auto	Seguros de vida y Salud	Plan de Pensiones	COSTO EMPRESARIO
1000	Presidente	385,694	814,824	647,410	0	1,072,092	599,474	74,415	94,616	7,931,157
1001	Asistente Dirección	48,072	92,928	90,687	0	34,187	15,550	21,757	41,073	873,052
1010	Vicepresidente Ejecutivo	157,921	996,596	450,404	0	144,977	181,321	40,504	94,616	3,803,468
9000	Director Jurídico	134,495	298,240	298,558	0	41,793	314,968	30,040	94,616	2,692,154
4200	Abogado I	86,233	158,826	185,656	0	52,964	62	30,344	73,677	1,536,320
4200	Asistente Legal	86,233	158,826	185,656	0	52,964	62	30,344	73,677	1,536,320
8000	Director de Gestión Humana	179,325	329,081	258,425	0	218,796	410,231	34,138	94,616	3,497,192
8230	Encargado de Capacitación	46,614	78,528	71,780	0	20,980	21,339	17,247	39,827	809,064
8250	Encargado de Compensación	51,138	91,153	60,593	0	18,365	17,591	16,104	43,693	861,155
8260	Asistente de Personal	22,737	45,140	39,748	0	10,007	0	17,217	19,426	404,378
8270	Supervisor de Seguridad Física	39,387	90,121	64,325	0	28	19,109	17,247	33,653	697,131
7000	Director de Logística	160,860	266,237	227,642	0	263,493	208,631	24,522	93,779	3,014,626
7120	Planeador de Compras	49,861	85,043	70,222	0	24,974	0	17,929	426	796,928
7112	Auxiliar de Tráfico de Aduanas	2,125	46,013	38,872	0	9,763	0	10,100	18,153	148,397
6000	Director de Sistemas	156,575	440,507	249,177	0	228,296	354,518	52,266	94,616	3,298,281
6130	Analista de sistemas	44,395	75,543	6,383	0	17,932	0	17,021	37,932	687,556
6170	Soprote Técnico	31,231	55,667	43,451	0	9,589	12,184	16,106	26,684	538,452
4400	Auditor Interno	84,561	117,958	141,388	0	18,937	88,437	18,671	72,249	1,472,375
4501	Analista de Crédito	22,697	39,724	48,934	0	0	0	9,463	19,393	389,875
4502	Auxiliar de Créditos y Cobros	15,966	26,854	18,927	11,436	1,653	0	13,903	13,640	278,001
4000	Director de Finanzas	177,908	365,955	357,619	0	278,562	350,685	70,758	94,616	3,653,096
4002	Analista Financiero	48,504	98,264	90,847	0	16,048	0	27,962	41,441	856,608
4200	Contador General	86,233	158,826	185,656	0	52,964	62	30,344	73,677	1,536,320
4221	Asistente de Contabilidad	20,385	27,141	22,223	0	0	0	11,824	17,417	323,226
2000	Director de Operaciones	197,044	396,186	317,817	0	516,395	405,293	52,267	94,616	4,147,099
2130	Gerente de Ingeniería	127,507	199,967	142,948	0	66,653	210,000	20,952	94,616	2,265,221
2131	Ingeniero Industrial	45,487	75,604	76,675	0	2,419	11,135	16,898	38,864	767,440
2400	Gerente de Higiene y Seguridad	71,477	111,653	112,614	0	43,583	71,802	20,983	61,070	1,279,429
2300	Gerente de Mantenimiento	8,936	155,026	152,842	0	90,650	122,938	18,669	76,350	723,706
2310	Ingeniero de Mantenimiento	51,142	73,852	79,387	0	15,332	48,410	20,952	43,695	895,327
2314	Auxiliar de Mantenimiento	10,927	13,676	16,048	0	0	0	9,546	9,336	179,728
2315	Técnico Electricista Sr.	17,946	18,904	19,850	0	0	0	11,483	1,533	267,120
2316	Técnico Electricista	14,289	351	1,704	0	0	6,296	7,080	122	187,019
2316	Técnico Electrónico	14,289	351	1,704	0	0	6,296	7,080	122	187,019
2200	Ingeniero de Calidad	100,537	130,043	121,675	0	96,794	214,359	18,741	85,899	1,873,957
2316	Técnico Calibración	14,289	351	1,704	0	0	6,296	7,080	122	187,019
2410	Inspector de Higiene y Seguridad	28,617	45,484	52,641	0	14,977	0	13,220	24,451	494,180
5220	Secretaria III	28,391	68,215	68,040	0	10,537	0	16,900	24,258	528,645
5210	Secretaria II	22,553	48,501	45,357	0	8,616	1,945	14,515	19,269	408,833
5240	Auxiliar de Administración	14,505	42,580	33,507	0	7,747	0	13,287	12,393	283,569
5250	Chofer	15,828	36,650	25,235	0	8,148	5,668	16,104	13,524	295,264
<b>Personal de Cuadrillas</b>										
2314	Auxiliar de Mantenimiento	10,927	13,676	16,048	0	0	0	9,546	9,336	179,728
2313	Mecánico C	14,979	27,217	25,478	5,927	8,277	0	14,523	12,798	273,972
2315	Técnico electricista sr.	17,946	18,904	19,850	0	0	0	11,483	1,533	267,120
2316	Técnico electricista	14,289	351	1,704	0	0	6,296	7,080	122	187,019
2512	Montacarguista	10,917	23,955	16,675	0	7,707	0	17,092	9,327	205,755



ConCol



SIGLA  
Consultora en Energía



Shaw®

## ANEXO F

Descripción Software Competencia



ConCol



## ANEXO G

Modelo de Asignación del Peaje según el Uso de la Red



## Descripción del Modelo

Para un estado de carga determinado, la carga que pasa por uno de los vínculos (ramas) de la red de transmisión fluye hacia una o más barras del sistema (nodos). Es decir que, en un instante determinado, cada nodo de demanda del sistema tiene un grado de responsabilidad en el valor de la carga que atraviesa un determinado vínculo de transmisión, que puede expresarse en una proporción comprendida entre 0 y 100%. El modelo que se describe a continuación permite calcular dichos porcentajes.

Supongamos que la máxima sollicitación anual en el vínculo A-B se produce para un estado de carga Z de la red, del cual se dispone del flujo de cargas.

Partiendo de cada nodo de demanda terminal (extremo), el modelo recorre el camino del flujo en sentido inverso al flujo, calculando sucesivamente, para cada rama, la responsabilidad porcentual de los nodos alimentados a través de dicho vínculo, hasta llegar al A-B.

Para ello se usa un algoritmo que utiliza como datos: a) el código del nodo de comienzo, b) el código del nodo de fin y c) el flujo de potencia activa en el vínculo, que permite determinar:

- la estructura de la red, orientada por sus flujos
- el ordenamiento de barras para asegurar que al procesarse un tramo todos los posteriores en el sentido del flujo han sido procesados
- el conjunto de barras alimentadas por los tramos aguas abajo del tramo.
- las barras de concentración y las barras de distribución de la red.

Ejemplos:

Red elemental simple



El tramo B3-B2 tiene un flujo “b” MW y el B2-B1 tiene un flujo “a” MW.

La barra B1 es responsable del 100% de la carga del vínculo B2-B1. Es decir:

PORCE (B1,B2-B1)= 100%.

Al procesar el siguiente vínculo B3-B2 deben analizarse dos casos:

- Si  $b > a$  en el nodo B2 hay un retiro de  $b-a$  MW, entonces:

PORCE (B1,B3-B2) =  $(a / b) * 100$  y

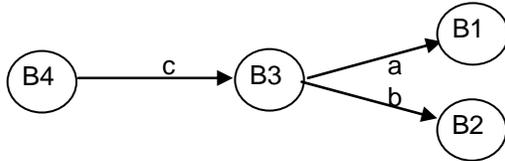
PORCE (B2,B3-B2)= 100 - PORCE (B1,B3-B2)

- Si  $b \leq a$  en el nodo B2 hay una inyección de  $a-b$  MW, entonces:

PORCE (B1,B3-B2) = 100 y

$$\text{PORCE (B2,B3-B2)}=100 - \text{PORCE (B1,B3-B2)}=0$$

Red elemental con bifurcación:



El tramo B4-B3 tiene un flujo de “c” MW, el B3-B1 tiene uno de “a” MW y el B3-B2 uno de “b” MW. Entonces:

$$\text{PORCE (B1,B3-B1)}= 100\%.$$

$$\text{PORCE (B2,B3-B2)}= 100\%.$$

Al procesar el siguiente vínculo B4-B3 deben analizarse dos casos:

- Si  $c > a+b$  en el nodo B3 hay un retiro de  $[c - (a+b)$  MW y

$$\text{PORCE (B1,B4-B3)} = ( a / c ) * 100$$

$$\text{PORCE /B2,B4-B3)} = ( b / c ) * 100 ]$$

$$\text{PORCE (B3,B4-B3)}= 100- \text{PORCE (B1,B4-B3)} - \text{PORCE (B2, B4-B3)}$$

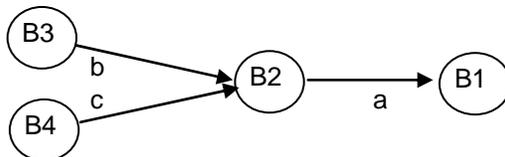
- Si  $c \leq a+b$  en el nodo B3 hay una inyección de  $(a+b - c )$  MW y

$$\text{PORCE (B1,B4-B3)} = ( a/(a+b) ) * 100$$

$$\text{PORCE (B2,B4-B3)} = ( b/(a+b) ) * 100$$

$$\text{PORCE (B3,B4-B3)}= 0$$

Red elemental con concentración:



El tramo B4-B2 tiene un flujo de “c” MW, el B3-B2 uno “b” MW y el B2-B uno de “a” MW, entonces

$$\text{PORCE (B1,B2-B1)}= 100$$

Para los tramos B3-B2 y B4-B2 deben analizarse dos casos:

- Si  $b+c > a$  en el nodo B2 hay un retiro de  $b+c-a)$  MW, entonces

$$\text{PORCE (B1,B3-B2)} = ( a / (b+c) ) * 100$$



$$\text{PORCE (B2,B3-B2)} = 100 - \text{PORCE (B1,B3-B2)}$$

$$\text{PORCE (B1,B4-B2)} = ( a / (b+c) ) * 100$$

$$\text{PORCE (B2,B4-B2)} = 100 - \text{PORCE (B1,B4-B2)}$$

- Si  $b+c \leq a$  en el nodo B2 hay una inyección de  $a - (b+c)$  MW, entonces

$$\text{PORCE (B1,B3-B2)} = 100$$

$$\text{PORCE (B2,B3-B2)} = 0$$

$$\text{PORCE (B1,B4-B2)} = 100$$

$$\text{PORCE (B2,B4-B2)} = 0$$

Si las barras de concentración o de bifurcación fueran más de dos, las formas de cálculo son análogas por lo que estos tres casos permiten realizar el cálculo para cualquier red orientada mediante la complementación de los algoritmos expuestos.

### Aplicación del Modelo

Para aplicar el Modelo hay que preparar dos archivos. Dado que el nombre de los archivos va cambiando con cada alternativa simulada, el primero tiene por objeto indicarle al programa el nombre del archivo de entrada y los de los correspondientes archivos de salida del programa requeridos. No contiene información para ser usada en el procesamiento pero permite procesar distintas alternativas cambiando los nombres de archivos de entrada y salida. Este archivo tiene un nombre fijo: ARCHIV.DAT y su estructura es:

Empresa	nombre de la empresa
RED.7	nombre del archivo de descripción de la red (archivo.de entrada)
SALRED	nombre del archivo de porcentajes de las barras en cada tramo
ECORED	nombre del archivo que reproduce la red leída
XERRORED	nombre del archivo de descripción de errores
XORDRED	nombre de un archivo de cálculos intermedios

El segundo archivo es el único que suministra información para el procesamiento. Es el que describe los vínculos o ramas de la red de transporte mediante el código de la barra de comienzo y el de la de fin, en el sentido del flujo de potencia activa. El nombre de este archivo debe ser el declarado en el archivo ARCHIV.DAT (RED.7 en este ejemplo). La cantidad máxima de tramos admisibles es 1000.

Una vez presentados estos dos archivos, al ser procesado el programa genera los archivos de salida con los nombres declarados en el ARCHIV.DAT (en el ejemplo: SALRED, ECORED, XERRORED, XORDRED).

Cada línea de datos del archivo consta de cuatro datos a declarar:

- Nombre de la barra de inicio del tramo de la red en el sentido del flujo, con un máximo de 12 caracteres alfanuméricos, sin blancos intermedios.
- Nombre de la barra de fin del tramo de la red en el sentido del flujo con un máximo



de 12 caracteres alfanuméricos sin blancos intermedios.

- El valor del flujo de potencia activa (numérico).
- El nivel de tensión del tramo (numérico).

En cada línea estos cuatro datos se incorporan con formato libre o sea están separados por uno o más caracteres en blanco.

N1    N2    70. 132.

Nota: Como la variable numérica leída es real y no entera, es requisito poner el punto aunque la parte decimal sea nula.

Con los dos archivos se ejecuta el programa PORCBARR.EXE, que es el que genera los archivos de salida identificados por los nombres dados en el archivo ARCHIV.DAT.

Se adjunta un ejemplo completo del procesamiento en los archivos planos (ASCII) siguientes:

Archivos de entrada:

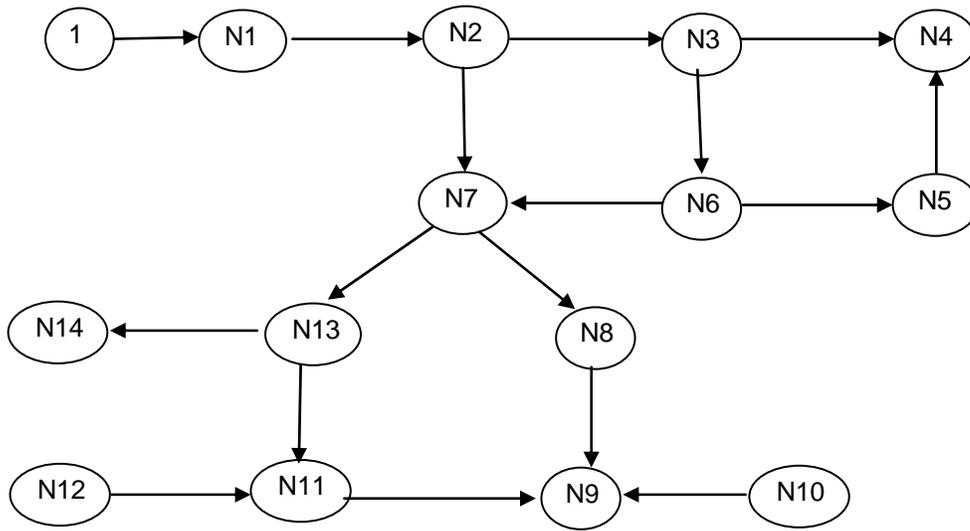
- ARCHIV.DAT
- RED.7

Archivos de salida:

- SALRED
- ECORED
- XERRORED
- XORDRED

Para ver y modificar estos archivos se pueden utilizar los programas WORDPAD o BLOC DE NOTAS.

En el archivo GRAFO-RED7.XLS se presenta el gráfico de la red usado en este ejemplo.



Archivo RED.7 :

1	N1	180	132
N1	N2	70.	132
N2	N3	60.	132
N3	N4	50.	132
N3	N6	40.	132
N5	N4	30.	132
N6	N5	20.	132
N6	N7	10.	132
N2	N7	9.	132
N7	N8	8.	132
N7	N1	37.	132
N13	N14	6.	132
N13	N11	5.	132
N12	N11	3.	132

N11	N9	2.	132
N8	N9	1.	132
N10	N9	200	132

Archivo SALRED :

Tramo			Barra		Porcentaje
N°	Inicio	Fin	N°	Código	%
1	1	N1	1	N9	1.85
1	1	N1	2	N11	2.46
1	1	N1	3	N14	3.94
1	1	N1	4	N13	0.00
1	1	N1	5	N8	7.21
1	1	N1	6	N7	4.12
1	1	N1	7	N4	58.33
1	1	N1	8	N5	0.00
1	1	N1	9	N6	8.33
1	1	N1	10	N3	0.00
1	1	N1	11	N2	1.25
1	1	N1	12	N1	12.50
2	N1	N2	1	N9	2.11
2	N1	N2	2	N11	2.81
2	N1	N2	3	N14	4.50
2	N1	N2	4	N13	0.00
2	N1	N2	5	N8	8.25
2	N1	N2	6	N7	4.71
2	N1	N2	7	N4	66.67
2	N1	N2	8	N5	0.00
2	N1	N2	9	N6	9.52
2	N1	N2	19	N3	0.00
2	N1	N2	11	N2	1.43
3	N2	N3	1	N9	1.05
3	N2	N3	2	N11	1.40
3	N2	N3	3	N14	2.23
3	N2	N3	4	N13	0.00
3	N2	N3	5	N8	4.09
3	N2	N3	6	N7	2.34
3	N2	N3	7	N4	77.78
3	N2	N3	8	N5	0.00
3	N2	N3	9	N6	11.11



Tramo			Barra		Porcentaje
N°	Inicio	Fin	N°	Código	%
3	N2	N3	10	N3	0.00
4	N3	N4	7	N9	100.00
5	N3	N6	1	N9	2.36
5	N3	N6	2	N11	3.14
5	N3	N6	3	N14	5.02
5	N3	N6	4	N13	0.00
5	N3	N6	5	N8	9.21
5	N3	N6	6	N7	5.26
5	N3	N6	7	N4	50.00
5	N3	N6	8	N5	0.00
5	N3	N6	9	N6	25.00
6	N6	N5	7	N4	100.00
6	N6	N5	8	N5	0.00
7	N5	N4	7	N4	100.00
8	N6	N7	1	N9	9.45
8	N6	N7	2	N11	12.56
8	N6	N7	3	N14	20.10
8	N6	N7	4	N13	0.00
8	N6	N7	5	N8	36.84
8	N6	N7	6	N7	21.05
9	N2	N7	1	N9	9.45
9	N2	N7	2	N11	12.56
9	N2	N7	3	N14	20.10
9	N2	N7	4	N13	0.00
9	N2	N7	5	N8	36.84
9	N2	N7	6	N7	21.05
10	N7	N8	1	N9	12.50
10	N7	N8	5	N8	87.50
11	N7	N13	1	N9	11.36
11	N7	N13	2	N11	34.09
11	N7	N13	3	N14	54.55
11	N7	N13	4	N13	0.00
12	N13	N14	3	N14	100.00
13	N13	N11	1	N9	25.00
13	N13	N11	2	N11	75.00
14	N12	N11	1	N9	25.00
14	N12	N11	2	N11	75.00
15	N11	N9	1	N9	100.00
16	N8	N9	1	N9	100.00
17	N10	N9	1	N9	100.00



ConCol



## ANEXO H

Listado de Ramas con asignación de Peaje en cada una



Nº	Código Origen-Destino	Valor de Rama
1	2550-2870	209.485
2	2550-2551	73.439
3	2551-2870	97.310
4	2830-1?	689.462
5	1?-2900	753.196
6	2900-2850	728.660
7	2850-2800	504.102
8	2190-2130	576.540
9	1380-2130	1.581.783
10	1380-1450	425.918
11	1380-1190	671.137
12	1450-1190	630.909
13	1380-3010	1.313.453
14	1380-1391	1.018.131
15	1380-1350	929.333
16	1254-1180	269.207
17	1254-1550	282.405
18	1254-1431	271.797
19	1190-1180	460.025
20	1190-1550	544.605
21	1190-1295	871.388
22	1190-4750	1.518.278
23	1190-1700	697.905
24	4750-4801	417.487
25	4801-1700	1.121.565
26	1295-1754	393.183
27	1295-4801	1.037.419
28	4801-4040	55.682
29	4801-4004	252.738
30	4801-4805	179.396
31	4801-4010	361.162
32	2720-267	511.181
33	2720-2910	407.309
34	2910-2770	678.400
35	267-2760	604.094
36	2870-2760	1.026.585
37	2760-2740	533.523
38	2870-2740	1.549.077
40	2311-2400	342.466
41	2311-2740	191.489
42	2400-2130	1.816.068



43	2400-2780	443.665
44	2400-2200	694.981
45	2400-2820	555.138
46	2400-2740	647.383
47	2740-2820	551.728
48	2780-2790	316.964
49	2790-2800	452.465
50	2200-2710	261.507
51	3010-3400	298.015
52	3010-3310	370.602
53	1431-1480	348.044
54	1480-1431	278.423
55	1400-1320	493.594
56	1400-1350	702.356
57	1320-1350	504.243
58	1400-1220	289.146
59	1220-1431	233.225
60	1180-1550	182.315
62	1560-1550	56.841
64	4000-4520	1.179.131
65	2770-2760	732.907
66	2760-2760	1.456.793
67	3430-3400	390.943
68	3430-3310	474.256
69	3310-3380	1.955.903
70	1391-1350	126.500
71	1431-1510	567.127
72	1431-1801	278.515
73	1431-1801	304.685
74	1801-1391	515.843
75	4560-4640	837.397
76	4560-4520	652.943
77	3263-3380	979.631
78	3380-2?	265.716
79	1350-1510	338.350
80	2383-2383	389.246
81	2383-2430	622.877
82	2430-2644	908.159
83	2430-2210	1.026.589
84	2901-2084	718.228
85	2070-2082	412.318
86	2070-2060	784.872
87	2060-2163	789.631
88	2163-2220	227.709



89	2070-2530	444.570
90	2260-2120	163.598
91	1230-1952	274.956
92	1952-1963	400.513
93	1230-1300	646.035
94	1230-1240	672.837
95	1230-1240	346.897
96	1230-1238	526.882
97	1240-1150	185.235
98	1240-1160	185.026
99	1240-1530	255.384
100	1252-1255	291.984
101	1160-1255	460.307
102	1530-1250	191.141
103	1255-1250	286.062
104	1191-1345	406.367
105	1191-1373	319.514
106	1191-3?	791.455
107	3?-1312	9.749
108	3?-1440	421.153
109	4660-1322	984.038
110	4660-4034	61.996
111	4034-4033	214.884
112	1710-1715	728.248
113	4034-4030	222.550
114	4030-4010	293.807
115	2383-2371	419.704
116	2371-2560	50.558
117	2371-2350	648.192
118	2350-2880	253.233
119	2350-2610	376.720
120	2610-2730	603.997
121	2730-2324	698.831
122	2210-2359	304.329
123	2210-2240	451.394
124	2210-2410	438.326
125	2170-2223	212.454
126	2210-2220	576.938
127	2220-2223	141.620
128	2220-2122	790.407
129	2220-2440	464.583
130	2231-2140	60.755
131	2122-2120	171.112
132	2680-2120	426.326



133	2530-2101	641.420
134	2100-1965	404.045
135	2110-2120	292.971
136	1683-1300	227.215
137	1683-3081	59.750
138	3081-1660	36.562
139	1660-1260	194.882
140	1300-1260	345.471
141	1150-1260	318.093
142	1122-1126	225.850
143	1122-1260	749.298
144	1122-1132	253.885
145	1100-1260	373.348
146	1250-1132	120.658
147	1250-1270	55.001
148	1250-1170	246.012
149	1250-1540	390.032
150	1170-1540	334.040
151	1170-1790	321.356
152	1790-1540	348.738
153	1170-1315	259.523
154	1315-1310	69.169
155	4010-4320	275.617
156	4010-4450	1.415.084
157	4010-4150	228.734
158	3200-3270	951.293
159	3220-3371	1.302
160	3220-3350	2.083
161	3220-3270	462.591
162	3220-3263	283.071
163	3270-3300	1.513.626
164	3270-3285	49.720
165	3285-3284	559
166	3285-3391	226.048
167	3391-3290	93.177
168	3290-3295	29.666
169	3250-3190	408.169
170	3190-3180	364.293
171	3190-3191	546.536
172	3191-3192	319.472
173	3180-3300	766.376
174	3300-3280	2.180.784
175	3300-3306	218.978
176	2440-2445	8.329

177	2440-2480	436.453
178	3280-3130	671.994
179	3130-3081	214.005
180	1430-1260	460.540
181	1430-1600	70.940
182	3300-3230	523.252
183	4500-4505	360.175
184	4505-4600	614.834
185	4500-4120	974.189
	<b>Peaje Total</b>	<b>89.028.069</b>