



Estimación de Costos Representativos de Inversión para Proyectos de Transmisión en América Central

Contrato No. LG-2018-009

Realizado por:

Fidel Arellano Cortés
Gerardo García Magaña
Juan Antonio González Caudillo
José Horacio Tovar Hernández

Octubre de 2018
San Salvador, El Salvador, C.A.

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	1
ASPECTOS GENERALES PARA EL CÁLCULO DE COSTOS	21
1. Tipo de cambio de pesos mexicanos a dólares americanos.....	22
2. Actualización del valor relativo del dólar.....	22
3. Valor aduanal y aranceles de importación.....	22
3.1 Valor aduanal.....	22
3.2 Aranceles de importación.....	23
4. Definiciones de tipos de costos y conceptos asociados.....	23
 ENTREGABLES 1 y 3: Costos de Líneas de Transmisión	25
1. Aspectos técnicos para el diseño de una línea de transmisión.....	26
1.1 Introducción.....	26
1.2 Aspectos eléctricos en el diseño de líneas de transmisión.....	27
1.3 Impacto de una línea sobre el medioambiente.....	28
1.4 Impacto del medioambiente sobre una línea.....	29
1.5 Tipos de conductores para líneas de transmisión aérea.....	29
1.5.1 Áreas y diámetro de una línea de transmisión.....	31
1.5.2 Peso y resistencia mecánica.....	32
1.5.3 Resistencia eléctrica.....	32
1.5.4 Ajuste de resistencia por frecuencia.....	33
1.6 Recocido de conductores trenzados de aluminio.....	35
1.7 Cálculo de flechas y tensiones.....	37
1.7.1 Definiciones.....	37
1.7.2 Fenómeno de fluencia lenta (<i>creep</i>).....	38
1.8 Límite térmico (ampacidad) de conductores.....	41
1.9 Máxima temperatura del conductor.....	41
1.10 Límite térmico transitorio.....	42
1.11 Análisis de las pérdidas por flujo de corriente.....	44
1.12 Análisis del efecto corona.....	45
2. Selección de conductores para líneas de transmisión.....	48
2.1 Tipos de conductores.....	48
2.1.1 Conductor tipo ACC.....	48
2.1.2 Conductor tipo ACSR.....	48
2.1.3 Conductor tipo AAAC.....	49
2.1.4 Conductor tipo ACAR.....	49
2.2 Selección técnica del tipo de conductor.....	49
2.3 Selección económica de conductores.....	51
3. Costo de una línea de transmisión.....	51
3.1 Costo de los suministros de materiales.....	51
3.2 Costos de construcción y montaje.....	52
3.3 Costos de ingeniería.....	54
3.4 Costos de inspección y administración de la construcción.....	55
3.5 Costos del estudio de impacto ambiental.....	55
3.6 Costos de servidumbres.....	55

4. Obtención del costo paramétrico de líneas de transmisión.....	55
4.1 Revisión del catálogo de líneas de transmisión en Centro América.....	56
4.2 Selección de conductores para el proyecto.....	57
4.3 Definir las características mecánicas para los conductores seleccionados.....	64
4.4 Correlacionar tipos de torres y sus siluetas con las características de cada conductor seleccionado.....	64
4.5 Determinar las actividades principales para la construcción de una línea de transmisión y elaborar un catálogo de conceptos.....	65
4.6 Cuantificar cada actividad y determinar cantidades que inciden en cada tipo de línea.....	66
4.7 Integrar matrices para precios unitarios de cada una de las actividades del catálogo.....	67
4.8 Mercadeo de insumos.....	70
4.9 Cálculo de cada uno de los precios unitarios.....	71
4.10 Integración de precios y catálogos para obtener el indicador paramétrico por kilómetro de cada línea.....	72
5. Actividades previas.....	73
6. Ingeniería.....	74
7. Supervisión.....	74
ENTREGABLE 4: Repotenciación de Líneas de Transmisión.....	75
4.1 Introducción.....	76
4.2 Análisis de líneas y estructuras existentes.....	76
4.3 Alternativas de repotenciación de líneas.....	76
4.4 Cambio de conductor por uno de mayor capacidad.....	77
4.5 Varios conductores por fase.....	77
4.6 Incremento del nivel de tensión nominal.....	77
4.7 Aumento de la temperatura de operación con los conductores actuales.....	77
4.8 Cambio por conductores de gran capacidad de corriente a temperatura elevada.....	78
4.9 Utilización de sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS).....	78
4.10 Cálculo del costo paramétrico para alternativas con cable de aluminio suave con núcleo de acero recubierto de aluminio soldado tipo ACSS-AW.....	78
ENTREGABLES 5 y 7: Costos de Adquisición e Instalación de Transformadores de Potencia y Bahías de Subestación.....	84
1. Obtención del costo paramétrico de instalación de transformadores de potencia y bahías de subestación.....	85
1.1 Actividades principales para el cálculo de costos paramétricos de bancos de transformación y bahías para subestación.....	85
1.2 Elaborar un catálogo de conceptos para cada costo paramétrico dividiendo en obra civil y obra electromecánica.....	85
1.3 Actividades de obra civil.....	86
1.4 Actividades de obra electromecánica.....	87

1.5	Cuantificación de los conceptos principales por tipo de bahía, voltaje y banco de transformación de acuerdo a cada una de las características utilizadas.....	90
1.6	Integración de matrices para precios unitarios de cada una de las actividades del catálogo.....	90
1.7	Mercadeo de insumos y equipo.....	93
1.8	Cálculo de cada uno de los precios unitarios.....	94
1.9	Integración de precios unitarios y catálogos para obtener el indicador paramétrico.....	95
1.10	Actividades previas en subestaciones.....	96
1.11	Ingeniería.....	96
1.12	Supervisión.....	96
1.13	Costos paramétricos.....	97
2.	Ejemplo de integración de costos en una subestación.....	98
 ENTREGABLE 6: Costos de Adquisición e		
	Instalación de Elementos de compensación reactiva.....	99
6.1	Costos de capacitores.....	100
6.2	Costos de reactores.....	105
 ENTREGABLE 8: Estimación de Costos Particulares de Construcción		
	del Segundo Circuito de la Línea SIEPAC.....	106
 ENTREGABLE 9: Análisis de Costos Imprevistos.....		
9.1	Concepto de costos imprevistos.....	113
9.1.1	Definición.....	113
9.1.2	Determinación de los costos imprevistos.....	115
9.2	Gestión de riesgos en proyectos: Cálculo de Contingencia de Costo.....	116
9.2.1	Concepto de riesgo.....	116
9.2.2	Contingencia de costo.....	117
9.2.3	Contingencia de tiempo.....	118
9.2.4	Responsabilidad del manejo de la contingencia.....	119
9.2.5	Escalamiento.....	119
9.3	Técnicas de evaluación de la contingencia de costo.....	119
9.4	Aspectos generales de cálculo probabilístico de la contingencia de costo.....	120
9.5	Análisis de la contingencia de costo en líneas de transmisión.....	121
9.5.1	Caso 1: Variación de la contingencia residual.....	123
9.5.2	Caso 2: Variación en los costos de construcción y servidumbres.....	124
9.5.3	Caso 3: Variación simultánea de costos de construcción y servidumbre.....	126
9.6	Metodología para calcular la contingencia de imprevistos ante avances en el desarrollo del proyecto.....	127
 ENTREGABLE 10: Prediseños de diferentes tipos de bahías de subestación.....		
		130
 APÉNDICE: Costos adicionales de líneas de 115 kV, 138 kV y 230 kV.....		
		131

RESUMEN EJECUTIVO

PRESENTACIÓN

En este reporte se presentan los entregables establecidos para el proyecto “Estimación de Costos Representativos de Inversión para Proyectos de Transmisión en América Central.” Para su desarrollo, se definió una metodología basada en el análisis volumétrico de obra, el cual, es resultado de la experiencia profesional de los ingenieros Gerardo García Magaña, Juan Antonio González Caudillo y Fidel Arellano Cortés.

Esta metodología incorporó costos referenciales de proyectos reales, construidos en América Central, América del Sur y México, considerando en todo momento factores de ajuste en términos de actualización al valor del dólar americano actual, así como aranceles de importación, dependiendo de cada caso en particular.

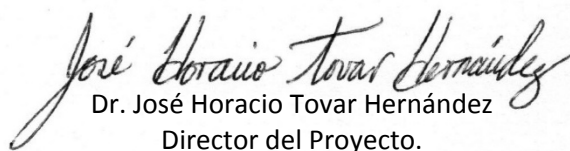
La metodología desarrollada fue utilizada para el cálculo de costos de líneas de transmisión nuevas, repotenciación de líneas, equipos de transformación y de compensación reactiva, así como en la construcción de bahías en subestaciones.

Los entregables desarrollados para la determinación de costos de toda esta infraestructura de transmisión fueron desarrollados con un nivel alto de detalle y en forma tal que los archivos de Excel generados pueden ser modificados para actualizar costos de algunos equipos, materiales, mano de obra y otros insumos, con lo cual, se ha logrado que los entregables no pierdan vigencia por varios años.

Por otra parte, se estudió el problema de costos de imprevistos y se propone utilizar una metodología probabilística basada en el Método de Monte Carlo para evaluar estos costos incluidos en el concepto definido como Contingencia de Costo.

Finalmente, se agradece la participación de Ing. Julio César Rodríguez Camacho, Analista de Costos; Arq. Carlos Cerriteño García, Dibujante; así como del Ing. Félix Daniel Carranza Bermudez, quien participó en el proceso de selección de estructuras líneas de transmisión.

Atentamente.



Dr. José Horacio Tovar Hernández
Director del Proyecto.

ENTREGABLES 1 – 3.**COSTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.**

Los entregables asociados a costos de líneas de transmisión nuevas, de acuerdo a lo establecido en el Contrato de Servicios, se establecieron de la siguiente forma:

- 1) Construcción de nuevas líneas de transmisión de 115 y 138 kV, con las siguientes características:
 - a) Circuito simple, en estructuras metálicas de tipo torres de celosías o postes de concreto, con capacidad de 200 a 250 MVA.
 - b) Doble circuito, en estructuras metálicas de tipo torres de celosías o postes de concreto, con capacidad de 200 a 250 MVA por circuito.
- 2) Construcción de nuevas líneas de transmisión de 230 kV con las siguientes características:
 - a) Circuito simple en estructuras metálicas de tipo torres de celosías o postes de concreto, para capacidades de 250 y 375 MVA.
 - b) Doble circuito con capacidad de 250 y 375 MVA por circuito en estructuras metálicas en torres de celosías o postes de concreto.
- 3) Construcción de nuevas líneas de transmisión de 400 y 500 kV con las siguientes características:
 - a) Circuito simple, en estructuras metálicas de tipo torres de celosías, para capacidades de 600 MVA y 1200 MVA.
 - b) Circuito doble, en estructuras metálicas de tipo torres de celosías, para capacidades de 600 MVA y 1200 MVA por circuito.

Adicional a estos entregables, se incluyó el costo con postes de acero para líneas de 115 kV, 138 kV y 230 kV.

Para obtener los costos de estos elementos de transmisión, se aplicó la metodología para determinar los costos paramétricos de líneas de transmisión, la cual, consta de los siguientes pasos:

1. Revisión del catálogo de Líneas de Transmisión en Centro América, ya que es una fuente de información útil para identificar cantidades y tipos de estructuras, a fin de determinar una referencia numérica (estructuras por kilómetro) promedio de las trayectorias, además de tipos de conductores más comunes utilizados.
2. Seleccionar los conductores para las capacidades nominales solicitadas.
3. Definir las características mecánicas para los conductores seleccionados.
4. Correlacionar los tipos de torres y sus siluetas con las características mecánicas de cada conductor seleccionado.
5. Determinar las actividades principales para la construcción de una línea de transmisión y elaborar un catálogo de conceptos.
6. Cuantificar cada actividad y determinar las cantidades que inciden en cada tipo de línea.
7. Integrar las matrices para precios unitarios de cada una de las actividades del catálogo.
8. Mercadeo de insumos.
9. Cálculo de cada uno de los precios unitarios.
10. Integración de precios y catálogos para obtener el indicador paramétrico por kilómetro de cada línea.

La Tabla RE.1 presenta el análisis referencial (costos de inversión física) realizado para líneas de 115 kV, 230 kV y 400 kV, debido a que en México actualmente no se construye líneas de 138 kV ni de 500 kV y no se encontró información precisa de este tipo de líneas en las varias referencias consultadas. Como se puede observar, las diferencias pueden considerarse como aceptables, teniendo la mayor variación (14.19%) para la línea de 230 kV, 2 circuitos, 1 conductor por fase, calibre 1113 MCM ACSR, cable de guarda alumoweld y torre acero.

Tabla RE.1 Análisis referencial de líneas similares en México.

Voltaje (kV)	Características	Costo Referencial (\$USD/km)	Costo Paramétrico (\$USD/km)	Diferencia (%)
115	2C - 1 C/F - 1113 ACSR/AS – TA	203,281.04	226,840.50	11.6
	1C - 1 C/F - 1113 ACSR/AS – TA	132,875.28	145,355.45	9.35
	2C – 1C/F – 795 ACSR/AS – PA	291,039.16	325,594.19	11.87
230	2C - 1 C/F - 1113 ACSR/AS – TA	224,145.42	255,960.61	14.19
	1C - 1 C/F - 1113 ACSR/AS – TA	148,543.89	161,662.64	8.83
400	2C - 2 C/F - 1113 ACSR/AS – TA	395,799.38	233,537.87	6.05
	1C - 2 C/F - 1113 ACSR/AS – TA	233,537.87	247,681.86	5.31

Con este resultado, se procedió a aplicar esta metodología para calcular el costo total de inversión en líneas de transmisión, cuyos resultados son presentados de acuerdo a lo establecido en los términos de referencia del contrato, en las Tablas RE.2 – RE.3.

Entregable 1.

Costos de Líneas de Transmisión de 115 kV y 138 kV.

Las Tablas RE.2, RE.3 y RE.4 presentan los costos de las líneas nuevas para los niveles de 115 kV y 138 kV.

Tabla RE.2 Costos totales de inversión para líneas de 115 kV y 138 kV, 1 circuito (\$USD/km).

Clave	Tipo de Línea	Actividades Previas	Derecho de Vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
1.a.1	115 kV-1C-ACSR 1113 1 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	145,355.45	6,795.28	192,031.83
1.a.2	115 kV-1C-ACSR 477 2 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	151,208.63	6,795.28	197,885.01
1.a.3	115 kV-1C-ACAR 1100 1 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	146,190.31	6,795.28	192,866.69
1.a.4	115 kV-1C-ACAR 500 2 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	147,633.13	6,795.28	194,309.51
1.a.5	138 kV-1C-ACSR 795 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	133,971.50	7,270.95	186,021.21
1.a.6	138 kV-1C-ACSR 1113 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	146,117.74	7,270.95	198,167.45
1.a.7	138 kV-1C-ACSR 266 2 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	129,798.81	7,270.95	181,848.52
1.a.8	138 kV-1C-ACSR 336 2 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	134,461.03	7,270.95	186,510.74
1.a.9	138 kV-1C-ACAR 750 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	132,680.53	7,270.95	184,730.24
1.a.10	138 kV-1C-ACAR 1100 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	146,974.92	7,270.95	199,024.63
1.a.11	138 kV-1C-ACAR 300 2 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	130,786.83	7,270.95	182,836.54
1.a.12	138 kV-1C-ACAR 400 2 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	142,116.48	7,270.95	194,166.19

Nota: 1C=1 Circuito, 1 C/F=1 Conductor por Fase, 2 C/F=2 Conductores por Fase, TA=Torre de Acero.

Tabla RE.3 Costos totales de inversión para líneas de 115 kV y 138 kV, 2 circuitos (\$USD/km).

Clave	Tipo de Línea	Actividades Previas	Derecho de Vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
1.b.1	115 kV-2C-ACSR 1113 1 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	226,840.50	6,795.28	286,355.24
1.b.2	115 kV-2C-ACSR 477 2 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	237,217.81	6,795.28	296,732.55
1.b.3	115 kV-2C-ACAR 1100 1 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	208,808.74	6,795.28	268,323.48
1.b.4	115 kV-2C-ACAR 500 2 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	210,137.28	6,795.28	269,652.02
1.b.5	138 kV-2C-ACSR 795 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	183,841.65	7,270.95	250,480.40
1.b.6	138 kV-2C-ACSR 1113 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	228,012.04	7,270.95	294,650.79
1.b.7	138 kV-2C-ACSR 266 2 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	174,284.93	7,270.95	240,923.68
1.b.8	138 kV-2C-ACSR 336 2 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	183,305.26	7,270.95	249,944.01
1.b.9	138 kV-2C-ACAR 750 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	181,107.63	7,270.95	247,746.38
1.b.10	138 kV-2C-ACAR 1100 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	209,696.41	7,270.95	276,335.16
1.b.11	138 kV-2C-ACAR 300 2 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	175,957.13	7,270.95	242,595.88
1.b.12	138 kV-2C-ACAR 400 2 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	198,540.14	7,270.95	265,178.89

Nota: 2C=2 Circuitos, 1 C/F=1 Conductor por Fase, 2 C/F=2 Conductores por Fase, TA=Torre de Acero.

Tabla RE.4 Costos totales de inversión para líneas de 115 kV y 138 kV, 1 y 2 circuitos (\$USD/km).

Clave	Tipo de Línea	Actividades Previas	Derecho de Vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
1.c.1	115 kV-1C-ACSR 795 1 C/F PC	8,900.00	13,754.23	3,472.64	166,998.95	6,795.28	199,921.10
1.c.2	115 kV-1C-ACAR 1100 1 C/F PC	8,900.00	13,754.23	3,472.64	179,904.00	6,795.28	212,826.15
1.c.3	115 kV-1C-ACSR 795 1 C/F PA	8,900.00	13,754.23	3,472.64	265,314.01	6,795.28	298,236.16
1.c.4	115 kV-1C-ACAR 1100 1 C/F PA	8,900.00	13,754.23	3,472.64	286,585.74	6,795.28	319,507.89
1.c.5	138 kV-1C-ACSR 795 1 C/F PC	10,002.00	15,004.62	3,517.14	167,669.29	7,270.95	203,464.00
1.c.6	138 kV-1C-ACAR 1100 1 C/F PC	10,002.00	15,004.62	3,517.14	180,574.34	7,270.95	216,369.05
1.c.7	138 kV-1C-ACSR 795 1 C/F PA	10,002.00	15,004.62	3,517.14	266,667.52	7,270.95	302,462.23
1.c.8	138 kV-1C-ACAR 1100 1 C/F PA	10,002.00	15,004.62	3,517.14	287,939.25	7,270.95	323,733.96
1.d.1	115 kV-2C-ACSR 795 1 C/F PC	8,900.00	20,173.41	3,472.64	261,181.54	6,795.28	300,522.87
1.d.2	115 kV-2C-ACAR 1100 1 C/F PC	8,900.00	20,173.41	3,472.64	286,700.23	6,795.28	326,041.56
1.d.3	115 kV-2C-ACSR 795 1 C/F PA	8,900.00	20,173.41	3,472.64	325,594.19	6,795.28	364,935.52
1.d.4	115 kV-2C-ACAR 1100 1 C/F PA	8,900.00	20,173.41	3,472.64	368,137.61	6,795.28	407,478.94
1.d.5	138 kV-2C-ACSR 795 1 C/F PC	10,002.00	22,007.36	3,517.14	262,230.84	7,270.95	305,028.29
1.d.6	138 kV-2C-ACAR 1100 1 C/F PC	10,002.00	22,007.36	3,517.14	288,040.91	7,270.95	330,838.36
1.d.7	138 kV-2C-ACSR 795 1 C/F PA	10,002.00	22,007.36	3,517.14	328,384.85	7,270.95	371,182.30
1.d.8	138 kV-2C-ACAR 1100 1 C/F PA	10,002.00	22,007.36	3,517.14	370,844.30	7,270.95	413,641.75

Nota: 1C=1 Circuito, 2C=2 Circuitos, 1 C/F=1 Conductor por Fase, 2 C/F=2 Conductores por Fase, PA=Poste de Acero, PC=Poste de Concreto.

Entregable 2.

Costos de Líneas de Transmisión de 230 kV.

La Tabla RE.5 presenta los costos para líneas de 230 kV para 1 y 2 circuitos, así como para torres de acero, postes de concreto y postes de acero.

Tabla RE.5 Costos totales de inversión para líneas de 230 kV, 1 y 2 circuitos (\$USD/km).

Clave	Tipo de Línea	Actividades Previas	Derecho de Vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
2.a.1	230 kV-1C-ACSR 477 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	132,221.31	8,054.63	192,368.85
2.a.2	230 kV-1C-ACSR 954 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	160,998.91	8,054.63	221,146.45
2.a.3	230 kV-1C-ACSR 1113 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	161,662.64	8,054.63	221,810.18
2.a.4	230 kV-1C-ACSR 266 2 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	139,688.33	8,054.63	199,835.87
2.a.5	230 kV-1C-ACSR 336 2 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	144,350.56	8,054.63	204,498.10
2.a.6	230 kV-1C-ACAR 550 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	133,561.25	8,054.63	193,708.79
2.a.7	230 kV-1C-ACAR 1024.5 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	163,301.33	8,054.63	223,448.87
2.a.8	230 kV-1C-ACAR 1300 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	171,813.71	8,054.63	231,961.25
2.b.1	230 kV-1C-ACAR 350 2 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	143,822.23	8,054.63	203,969.77
2.b.2	230 kV-2C-ACSR 477 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	214,262.25	8,054.63	292,747.42
2.b.3	230 kV-2C-ACSR 954 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	254,633.16	8,054.63	333,118.33
2.b.4	230 kV-2C-ACSR 1113 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	255,960.61	8,054.63	334,445.78
2.b.5	230 kV-2C-ACSR 266 2 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	230,676.34	8,054.63	309,161.51
2.b.6	230 kV-2C-ACSR 336 2 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	237,297.24	8,054.63	315,782.41
2.b.7	230 kV-2C-ACAR 550 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	216,942.10	8,054.63	295,427.27
2.b.8	230 kV-2C-ACAR 1024.5 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	259,794.20	8,054.63	338,279.37
2.c.1	230 kV-2C-ACAR 1300 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	276,262.76	8,054.63	354,747.93
2.c.2	230 kV-2C-ACAR 350 2 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	236,240.66	8,054.63	314,725.83
2.c.3	230 kV-1C-ACSR 477 1 C/F PC	11,849.00	18,340.38	3,563.15	217,098.45	8,054.63	258,905.61
2.c.4	230 kV-1C-ACSR 954 1 C/F PC	11,849.00	18,340.38	3,563.15	237,601.95	8,054.63	279,409.11
2.c.5	230 kV-1C-ACAR 550 1 C/F PC	11,849.00	18,340.38	3,563.15	218,438.39	8,054.63	260,245.55
2.c.6	230 kV-1C-ACAR 1024.5 1 C/F PC	11,849.00	18,340.38	3,563.15	239,904.36	8,054.63	281,711.52
2.c.7	230 kV-1C-ACSR 477 1 C/F PA	11,849.00	18,340.38	3,563.15	376,875.31	8,054.63	418,682.47
2.c.8	230 kV-1C-ACSR 954 1 C/F PA	11,849.00	18,340.38	3,563.15	397,378.80	8,054.63	439,185.96
2.d.1	230 kV-1C-ACAR 550 1 C/F PA	11,849.00	18,340.38	3,563.15	378,215.24	8,054.63	420,022.40
2.d.2	230 kV-1C-ACAR 1024.5 1 C/F PA	11,849.00	18,340.38	3,563.15	399,681.22	8,054.63	441,488.38
2.d.3	230 kV-2C-ACSR 477 1 C/F PC	11,849.00	27,509.20	3,563.15	314,358.86	8,054.63	365,334.84
2.d.4	230 kV-2C-ACSR 954 1 C/F PC	11,849.00	27,509.20	3,563.15	355,365.80	8,054.63	406,341.78
2.d.5	230 kV-2C-ACAR 550 1 C/F PC	11,849.00	27,509.20	3,563.15	317,038.71	8,054.63	368,014.69
2.d.6	230 kV-2C-ACAR 1024.5 1 C/F PC	11,849.00	27,509.20	3,563.15	359,970.66	8,054.63	410,946.64
2.d.7	230 kV-2C-ACSR 477 1 C/F PA	11,849.00	27,509.20	3,563.15	444,642.33	8,054.63	495,618.31
2.d.8	230 kV-2C-ACSR 954 1 C/F PA	11,849.00	27,509.20	3,563.15	485,649.28	8,054.63	536,625.26

Nota: 1C=1 Circuito, 2C=2 Circuitos, 1 C/F=1 Conductor por Fase, 2 C/F=2 Conductores por Fase,
TA=Torre de Acero, PA=Poste de Acero, PC=Poste de Concreto.

Entregable 3.

Costos de Líneas de Transmisión de 400 kV y 500 kV.

En este caso, se incluye las líneas de transmisión de 400 kV y 500 kV, con 1 y 2 circuitos, cuyos costos son presentados en la Tabla RE.6.

Tabla RE.6 Costos totales de inversión para líneas de 400 kV y 500 kV, 1 y 2 circuitos (\$USD/km).

Clave	Tipo de Línea	Actividades Previas	Derecho de Vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
3.a.1	400 kV-1C-ACSR 1113 1 C/F TA	15,301.00	55,018.39	3,658.80	201,277.40	10,022.38	285,277.97
3.a.2	400 kV-1C-ACSR 1113 2 C/F TA	15,301.00	55,018.39	3,658.80	241,102.60	10,022.38	325,103.17
3.a.3	400 kV-1C-ACAR 1300 1 C/F TA	15,301.00	55,018.39	3,658.80	214,386.35	10,022.38	298,386.92
3.a.4	400 kV-1C-ACAR 1300 2 C/F TA	15,301.00	55,018.39	3,658.80	267,320.49	10,022.38	351,321.06
3.a.5	400 kV-1C-ACAR 500 3 C/F TA	15,301.00	55,018.39	3,658.80	227,965.87	10,022.38	311,966.44
3.a.6	400 kV-1C-ACAR 750 3 C/F TA	15,301.00	55,018.39	3,658.80	251,358.13	10,022.38	335,358.70
3.a.7	500 kV-1C-ACSR 1113 2 C/F TA	18,860.00	68,772.99	3,706.36	251,482.06	10,824.17	353,645.58
3.a.8	500 kV-1C-ACAR 1300 2 C/F TA	18,860.00	68,772.99	3,706.36	277,699.95	10,824.17	379,863.47
3.a.9	500 kV-1C-ACAR 500 3 C/F TA	18,860.00	68,772.99	3,706.36	238,355.16	10,824.17	340,518.68
3.a.10	500 kV-1C-ACAR 750 3 C/F TA	18,860.00	68,772.99	3,706.36	261,747.42	10,824.17	363,910.94
3.a.11	500 kV-1C-ACAR 500 4 C/F TA	18,860.00	68,772.99	3,706.36	262,339.30	10,824.17	364,502.82
3.a.12	500 kV-1C-ACAR 750 4 C/F TA	18,860.00	68,772.99	3,706.36	293,439.60	10,824.17	395,603.12
3.b.1	400 kV-2C-ACSR 1113 1 C/F TA	15,301.00	73,357.86	3,658.80	346,428.09	10,022.38	448,768.13
3.b.2	400 kV-2C-ACSR 1113 2 C/F TA	15,301.00	73,357.86	3,658.80	408,072.25	10,022.38	510,412.29
3.b.3	400 kV-2C-ACAR 1300 1 C/F TA	15,301.00	73,357.86	3,658.80	372,645.96	10,022.38	474,986.00
3.b.4	400 kV-2C-ACAR 1300 2 C/F TA	15,301.00	73,357.86	3,658.80	460,508.01	10,022.38	562,848.05
3.b.5	400 kV-2C-ACAR 500 3 C/F TA	15,301.00	73,357.86	3,658.80	397,169.80	10,022.38	499,509.84
3.b.6	400 kV-2C-ACAR 750 3 C/F TA	15,301.00	73,357.86	3,658.80	443,954.34	10,022.38	546,294.38
3.b.7	500 kV-2C-ACSR 1113 2 C/F TA	18,860.00	91,697.32	3,706.36	427,010.67	10,824.17	552,098.52
3.b.8	500 kV-2C-ACAR 1300 2 C/F TA	18,860.00	91,697.32	3,706.36	479,446.43	10,824.17	604,534.28
3.b.9	500 kV-2C-ACAR 500 3 C/F TA	18,860.00	91,697.32	3,706.36	447,272.95	10,824.17	572,360.80
3.b.10	500 kV-2C-ACAR 750 3 C/F TA	18,860.00	91,697.32	3,706.36	462,912.48	10,824.17	588,000.33
3.b.11	500 kV-2C-ACAR 500 4 C/F TA	18,860.00	91,697.32	3,706.36	462,778.60	10,824.17	587,866.45
3.b.12	500 kV-ACAR 750 4 C/F TA	18,860.00	91,697.32	3,706.36	524,979.22	10,824.17	650,067.07

Nota: 1C=1 Circuito, 2C=2 Circuitos, 1 C/F=1 Conductor por Fase, 2 C/F=2 Conductores por Fase, 3 C/F=3 Conductores por Fase, 4 C/F=4 Conductores por Fase, TA=Torre de Acero.

Entregable 4.

Repotenciación de Líneas de Transmisión.

Este entregable se refiere a la determinación de costos de repotenciación de líneas de transmisión por sustitución de conductor, para líneas de 115 kV, 138 kV y 230 kV.

Para desarrollar este entregable se consideró que la sustitución de conductores está limitada por el peso equivalente, considerando inicialmente que las líneas están construidas con conductores ACSR y que pueden ser sustituidos por conductores tipo ACAR o ACSS-AW con pesos equivalentes, lo cual, permite la utilización de la misma infraestructura de torres o postes de transmisión.

En este caso, se aplicó la misma metodología de cálculo de costos paramétricos utilizada para líneas nuevas de transmisión, así como información de costos actuales de conductores cotizados por algunos proveedores. Los costos resultantes son mostrados en la Tabla RE.7.

Tabla RE.7 Costos totales de inversión para repotenciación de líneas de 115 kV, 138 kV y 230 kV, 1 y 2 circuitos (\$USD/km).

Clave	Tipo de Línea	Actividades Previas	Derecho de Vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
4.1	115 kV-1C-ACAR 1100 1 C/F	No Aplica	No Aplica	5,208.96	79,351.30	6,795.28	91,355.54
4.2	115 kV-1C-ACAR 1300 1 C/F	No Aplica	No Aplica	5,208.96	88,624.27	6,795.28	100,628.51
4.3	138 kV-1C-ACAR 1100 1 C/F	No Aplica	No Aplica	5,275.71	79,351.30	7,270.95	91,897.96
4.4	138 kV-1C-ACAR 1300 1 C/F	No Aplica	No Aplica	5,275.71	88,624.27	7,270.95	101,170.93
4.5	230 kV-1C-ACAR 1100 1 C/F	No Aplica	No Aplica	5,344.73	79,351.30	8,054.63	92,750.66
4.6	230 kV-1C-ACAR 1300 1 C/F	No Aplica	No Aplica	5,344.73	88,624.27	8,054.63	102,023.63
4.7	230 kV-1C-ACAR 500 2 C/F	No Aplica	No Aplica	5,344.73	83,513.10	8,054.63	96,912.46
4.8	230 kV-1C-ACAR 650 2 C/F	No Aplica	No Aplica	5,344.73	98,167.10	8,054.63	111,566.46
4.9	115 kV-1C-ACSS 795 1 C/F	No Aplica	No Aplica	5,208.96	88,291.39	6,795.28	100,295.63
4.10	230 kV-1C- ACSS 477 2 C/F	No Aplica	No Aplica	5,344.73	106,466.10	8,054.63	119,865.46

Entregable 5.

Costos de Transformadores Trifásicos y Bancos de Transformadores Monofásicos.

De acuerdo con lo que se ha descrito hasta este momento, se ha definido una metodología para obtener el costo paramétrico de instalación de transformadores de potencia y bahías de subestación, considerando los alcances del proyecto a desarrollar en esta consultoría. Esta metodología se resume en los siguientes pasos

1. Determinar actividades principales para el cálculo de costos paramétricos de bancos de transformación y bahías para subestación.
2. Elaborar un catálogo de conceptos para cada costo paramétrico dividiéndolo en obra civil y obra electromecánica.
3. Cuantificación de los conceptos principales por tipo de bahía, voltaje y banco de transformación de acuerdo a cada una de las características utilizadas.
4. Integrar las matrices para precios unitarios de cada una de las actividades del catálogo.
5. Mercadeo de insumos y equipo.
6. Cálculo de cada uno de los precios unitarios.
7. Integración de precios y catálogos para obtener el indicador paramétrico. Incluyendo los conceptos adicionales a la inversión física.

Los pasos anteriores son realizados, para finalizar con la integración de precios y catálogos para obtener el indicador paramétrico. Un ejemplo de este proceso, en forma resumida, es mostrado a continuación.

Integración de costos para una subestación compuesta por 2 alimentadores de 230 kV, un banco de transformación de 4AT-230/115-180-300 MVA y 4 alimentadores de 115 kV en configuración de Barra Principal + Barra de Transferencia.

La integración de costos paramétricos fue realizada, mostrando lo siguiente:

BAHIAS DE LINEA DE 230 KV BP+BT	$2,288,241.79 \times 2 = 4,576,483.58$
BAHIA DE BANCO DE 230 KV BP+BT	$3,216,970.34 \times 1 = 3,216,970.34$
BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 230/115 180-300MVA	$4,933,668.31 \times 1 = 4,933,668.31$
BAHIA DE BANCO DE 115 KV BP+BT	$1,708,988.22 \times 1 = 1,708,988.22$
BAHIA DE LINEA DE 115 KV BP+BT	$1,169,702.29 \times 4 = 4,678,809.16$
COSTO PARAMÉTRICO DE LA INVERSIÓN TOTAL	\$USD 19,114,919.61

Para actividades previas se tiene lo siguiente:

BAHIAS DE LINEA DE 230 KV BP+BT	$183,128.25 \times 2 = 366,256.50$
BAHIA DE BANCO DE 230 KV BP+BT	$366,256.50 \times 1 = 366,256.50$
BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 230/115 180-300MVA	$183,128.25 \times 1 = 183,128.25$
BAHIA DE BANCO DE 115 KV BP+BT	$122,085.50 \times 1 = 122,085.50$
BAHIA DE LINEA DE 115 KV BP+BT	$61,042.75 \times 4 = 244,171.00$
COSTO PARAMÉTRICO ACTIVIDADES PREVIAS	\$USD 1,281,897.75

Adicionalmente, se realiza el cálculo de la inversión física que se integra con la suma de obra civil más obra electromecánica:

BAHIAS DE LINEA DE 230 KV BP+BT	$1,995,111.25 \times 2 = 3,990,222.50$
BAHIA DE BANCO DE 230 KV BP+BT	$2,740,711.55 \times 1 = 2,740,711.55$
BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 230/115 180-300MVA	$4,627,053.41 \times 1 = 4,627,053.41$
BAHIA DE BANCO DE 115 KV BP+BT	$1,483,052.72 \times 1 = 1,483,052.72$
BAHIA DE LINEA DE 115 KV BP+BT	$1,004,809.54 \times 4 = 4,019,238.16$
COSTO PARAMÉTRICO INVERSIÓN FÍSICA	\$USD 17,220,278.34

A fin de validar el proceso, este último costo es comparado con el de una subestación de similares características en México, considerado como costo referencial, cuyo importe fue proporcionado de manera confidencial:

Costo referencial: **\$USD 16,297,993.87**

Porcentaje de variación respecto del costo paramétrico de inversión física: **5.66 %**.

Para este entregable se solicitó especificar los costos de los transformadores siguientes:

- (a) Transformadores de potencia de tres devanados para 230/115/MT y 230/138/MT, para capacidades de 100 MVA y 150 MVA.
- (b) Bancos de transformadores de 400/230 kV, 500/230 kV, con capacidad de 300 MVA.

Mediante una consulta con el EOR, se propuso incluir además bancos conformados por transformadores monofásicos, así como autotransformadores. La Tabla RE.8 presenta un resumen de los 20 entregables desarrollados, incluyendo los transformadores en (a) y (b), identificados en la tabla con las claves 5.11 a 5.16.

Tabla RE.8 Entregables de equipos de transformación para subestaciones en América Central (\$USD).

Clave	Equipo	Actividades Previas	Ingeniería	Obra Civil	Obra Electromecánica	Supervisión	Total
5.1	TRANSFORMADOR 1T 3F 230/115 100MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	1,921,780.81	36,609.33	2,270,242.43
5.2	TRANSFORMADOR 1T 3F 230/138 100MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	1,925,626.53	36,609.33	2,274,088.15
5.3	TRANSFORMADOR 1T 3F 230/115 150MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	2,249,369.98	36,609.33	2,597,831.60
5.4	TRANSFORMADOR 1T 3F 230/138 150 MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	2,253,215.58	36,609.33	2,601,677.20
5.5	BANCO TRANSF 4T 1F 400/230 300MVA	502,341.00	54,123.00	287,485.62	8,045,443.04	79,874.00	8,969,266.66
5.6	BANCO TRANSF 4T 1F 500/230 300MVA	702,128.25	58,236.35	330,143.58	8,185,746.36	87,142.53	9,363,397.07
5.7	BANCO TRANSF 4T 1F 230/115 180-300MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	4,681,494.12	73,218.65	5,132,265.51
5.8	BANCO TRANSF 4T 1F 230/138 180-300MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	4,690,723.84	73,218.65	5,141,495.23
5.9	BANCO TRANSF 4T 1F 230/115 270-450MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	5,467,708.08	73,218.65	5,918,479.47
5.10	BANCO TRANSF 4T 1F 230/138 270-450MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	5,476,937.80	73,218.65	5,927,709.19
5.11	AUTRANSFORMADOR 1AT 3F 230/115 100MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	1,900,925.15	36,609.33	2,249,386.77
5.12	AUTRANSFORMADOR 1AT 3F 230/138 100MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	1,904,733.90	36,609.33	2,253,195.52
5.13	AUTRANSFORMADOR 1AT 3F 230/115 150MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	2,286,397.40	36,609.33	2,634,859.02
5.14	AUTRANSFORMADOR 1AT 3F 230/138 150 MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	2,290,206.15	36,609.33	2,638,667.77
5.15	BANCO AUTRANSF 4AT 1F 400/230 300MVA	502,341.00	54,123.00	287,485.62	7,005,470.36	79,874.00	7,929,293.98
5.16	BANCO AUTRANSF 4AT 1F 500/230 300MVA	702,128.25	58,236.35	330,143.58	7,145,823.00	87,142.53	8,323,473.71
5.17	BANCO AUTRANSF 4AT 1F 230/115 180-300MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	4,482,896.92	73,218.65	4,933,668.31
5.18	BANCO AUTRANSF 4AT 1F 230/138 180-300MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	4,491,673.08	73,218.65	4,942,444.47
5.19	BANCO AUTRANSF 4AT 1F 230/115 270-450MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	5,197,708.64	73,218.65	5,648,480.03
5.20	BANCO AUTRANSF 4AT 1F 230/138 270-450MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	5,206,287.56	73,218.65	5,657,058.95

Nota: 1T 3F=Transformador trifásico, 4T 1F=Banco de tres transformadores monofásicos más uno de repuesto.

Entregable 6.

Costos de Bancos de Capacitores y Reactores.

Para el desarrollo de la determinación de los costos de bancos de capacitores y reactores siguientes:

- Módulos de 5 MVar, 10 MVar y 20 MVar, para bancos de capacitores en 230 kV.
- Módulos de 5 MVar y 20 MVar de reactores en 230 kV.

Se consideró que cada módulo de capacitores se refiere a un banco de capacitores trifásico, mientras que, en el caso de reactores, un módulo se refiere a un reactor monofásico, a fin de conformar bancos trifásicos con el triple de capacidad en MVar, lo cual, significa que, si se tiene tres módulos de 5 MVar, se trata de un banco trifásico de 15 MVar. Esta consideración fue realizada con base a consultas con proveedores de este tipo de equipos.

En el caso de bancos de capacitores, el proceso de cálculo fue considerar una cotización de ABB para los bancos especificados en el inciso a), además de que se incorporó el costo total calculado para bahías de 230 kV y, por último, con el objeto de analizar el resultado obtenido se comparó contra la información de costos de bancos de capacitores de 30 MVar para las subestaciones de Llano Sánchez, Veladero y San Bartolo en Panamá, arrojando una diferencia mínima de 7.93% y una máxima del 13.9%, las cuales, han sido consideradas como diferencias razonables.

El proceso de cálculo de los costos de reactores fue similar al de los capacitores, aunque no se pudo hacer un comparativo directo, ya que en México el banco de reactores de 230 kV con capacidad de 15 MVar no es utilizado; el de capacidad más cercana es de 18 MVar, cuyo costo paramétrico de inversión física fue proporcionado de manera confidencial y es de \$USD 4,170,289.80 para un banco compuesto por 4 reactores de 230 kV con una capacidad de 6 MVar cada uno.

Con la información anterior, y debido a la proximidad en capacidades en MVar de ambos bancos, se realizó un comparativo en términos de costos unitarios por MVar instalado:

Costo referencial: 231,682.76 \$USD/MVar

Costo calculado con la metodología desarrollada: 249,549.57 \$USD/MVar.

La diferencia entre estos dos costos fue del 7.71% con respecto al costo unitario de referencia, la cual, es una aproximación aceptable.

Para determinar los costos de reactores de 60 MVar en 230 kV, se procedió de manera similar. Los costos calculados para los bancos de capacitores y reactores son presentados en la Tabla RE.9.

Tabla RE.9 Costos paramétricos de capacitores y reactores (\$USD).

Clave	Equipo de Compensación	Actividades Previas	Ingeniería	Obra Civil	Obra Electromécanica	Supervisión	Total
6.A.1	Banco de capacitores, 5 MVar, 230 kV, incluyendo bahía	183,128.25	71,902.00	327,077.37	1,919,201.29	99,843.62	2,601,152.53
6.A.2	Banco de capacitores, 10 MVar, 230 kV, incluyendo bahía	183,128.25	71,902.00	327,077.37	1,968,505.45	99,843.62	2,650,456.69
6.A.3	Banco de capacitores, 20 MVar, 230 kV, incluyendo bahía	183,128.25	71,902.00	327,077.37	2,054,787.73	99,843.62	2,736,738.97
6.B.1	Banco de reactores, 15 MVar, 230 kV, incluyendo bahía	183,128.25	71,902.00	298,827.33	3,444,416.27	99,843.62	4,098,117.47
6.B.2	Banco de reactores, 60 MVar, 230 kV, incluyendo bahía	183,128.25	71,902.00	298,827.33	3,805,914.31	99,843.62	4,459,615.51

Entregable 7.

Costos de Bahías de Subestaciones.

Para los costos de bahías se estipuló como entregables los siguientes:

- a) Bahías de subestación en 115 kV, 138 kV, 230 kV, 400 kV y 500 kV para conexión de líneas y transformadores de potencia, con configuración de barra simple + barra de transferencia.
- b) Bahías de subestación en configuración de interruptor y medio, para 230 kV, 400 kV y 500 kV.

Para desarrollar el cálculo de los costos de estas bahías, se procedió de acuerdo a la metodología de siete pasos descrita para los entregables de bancos de transformación (Entregables 5). Los resultados obtenidos para este entregable son presentados en la Tabla RE.10.

Tabla RE.10 Costos de bahías de equipos de transformadores y líneas de transmisión e interruptor y medio para diferentes niveles de tensión (\$USD).

Clave	Tipo Bahía	Actividades Previas	Ingeniería	Obra Civil	Obra Electromecánica	Supervisión	Total
7.1	De Línea, 115 kV, BP+BT	61,042.75	43,944.00	127,957.56	876,851.98	59,906.00	1,169,702.29
7.2	De Línea, 138 kV, BP+BT	61,042.75	43,944.00	143,270.21	931,628.66	59,906.00	1,239,791.62
7.3	De Línea, 230 kV, BP+BT	183,128.25	46,768.00	275,374.30	1,719,736.95	63,234.29	2,288,241.79
7.4	De Línea, 400 kV, BP+BT	502,341.00	50,337.00	753,910.29	2,922,490.59	68,206.26	4,297,285.14
7.5	De Línea, 500 kV, BP+BT	702,128.25	54,162.61	918,775.90	3,538,379.10	74,413.03	5,287,858.89
7.6	De Banco, 115 kV, BP+BT	122,085.50	43,944.00	188,159.42	1,294,893.30	59,906.00	1,708,988.22
7.7	De Banco, 138 kV, BP+BT	122,085.50	43,944.00	207,100.55	1,365,731.06	59,906.00	1,798,767.11
7.8	De Banco, 230 kV, BP+BT	366,256.50	46,768.00	397,968.73	2,342,742.82	63,234.29	3,216,970.34
7.9	De Banco, 400 kV, BP+BT	1,004,682.00	50,337.00	1,093,872.45	3,540,214.06	68,206.26	5,757,311.77
7.10	De Banco, 500 kV, BP+BT	1,404,256.50	54,162.61	1,326,434.26	4,295,241.97	74,413.03	7,154,508.37
7.11	De Línea, 115 kV, INTyMED	61,042.75	43,944.00	135,428.03	950,160.46	59,906.00	1,250,481.24
7.12	De Línea, 138 kV, INTyMED	61,042.75	43,944.00	150,740.68	1,006,130.30	59,906.00	1,321,763.73
7.13	De Línea, 230 kV, INTyMED	183,128.25	46,768.00	288,089.85	1,830,036.43	63,234.29	2,411,256.82
7.14	De Línea, 400 kV, INTyMED	502,341.00	50,337.00	773,196.62	3,115,597.79	68,206.26	4,509,678.67
7.15	De Línea, 500 kV, INTyMED	702,128.25	54,162.61	939,724.92	3,838,556.05	74,413.03	5,608,984.86
7.16	De Banco, 115 kV, INTyMED	122,085.50	43,944.00	194,696.08	1,367,780.08	59,906.00	1,788,411.66
7.17	De Banco, 138 kV, INTyMED	122,085.50	43,944.00	216,612.61	1,439,214.42	59,906.00	1,881,762.53
7.18	De Banco, 230 kV, INTyMED	366,256.50	46,768.00	410,684.28	2,458,800.77	63,234.29	3,345,743.84
7.19	De Banco, 400 kV, INTyMED	1,004,682.00	50,337.00	1,113,158.94	3,717,714.40	68,206.26	5,954,098.60
7.20	De Banco, 500 kV, INTyMED	1,404,256.50	54,162.61	1,347,383.57	4,559,651.56	74,413.03	7,439,867.27

Nota: BP+BT = Barra Principal y Barra de Transferencia, INTyMED= Interruptor y Medio.

EOR: ESPACIO INTENSIONALMENTE EN BLANCO

SE HA ELIMINADO LA SECCIÓN ENTREGABLE 8

POR CONTENER INFORMACIÓN CONFIDENCIAL DE UN AGENTE.

EOR: ESPACIO INTENSIONALMENTE EN BLANCO

SE HA ELIMINADO LA SECCIÓN ENTREGABLE 8

POR CONTENER INFORMACIÓN CONFIDENCIAL DE UN AGENTE.

Entregable 9.**Análisis de Costos Imprevistos.**

Los imprevistos dependen de la naturaleza de cada contrato y constituyen el alea (eventos aleatorios del negocio), es decir, los riesgos normales en que incurre el contratista. Sin embargo, en la ejecución de presupuestos de obra, los imprevistos están prestablecidos y se tiene plena seguridad de su presencia, ya que es un riesgo normal en el desarrollo de todo proyecto.

En general, los imprevistos deben ser considerados como una fuente de problemas de tipo legal que deben evitarse en lo posible. Para esto, se ha desarrollado varios modelos de contratos para el desarrollo de proyectos de construcción, siendo el más aceptado aquel en el que se establece un porcentaje de costos imprevistos con respecto al costo total del proyecto.

Con respecto al cálculo de imprevistos, al realizar el estudio del estado del arte, se encontró que la mejor forma de evaluar los costos de imprevistos es realizando un análisis probabilístico. En este caso, se encontró en internet una herramienta, Crystal Ball, para realizar este tipo de evaluaciones con base al Método de Monte Carlo. Con este modelo, se puede establecer los rangos de variación de los costos representativos de un proyecto de construcción, incluyendo el concepto de Contingencia de Costo, el cual, permite agregar al costo esperado de un proyecto un costo adicional.

A manera de ejemplo, de lo desarrollado para este entregable, se presenta el caso donde varían simultáneamente los costos de construcción y servidumbre para la construcción de una línea nueva de transmisión de 115 kV. En este caso, los costos representativos para este proyecto fueron los mostrados en la Tabla RE.13.

Tabla RE.13 Datos de costos (\$USD/km) de la línea de 115 kV, caso base.

Descripción	Valor Estimado	Valor Mínimo	Valor Máximo	Valor Simulado
Administración del Proyecto	20,970.19	19,921.68	22,018.70	20,970.19
Ingeniería	7,929.08	7,532.63	8,721.99	7,929.08
Suministro de Materiales	90,257.65	85,744.77	94,770.53	90,257.65
Construcción	53,116.02	50,460.22	66,395.03	53,116.02
Servidumbres	50,759.64	40,607.71	60,911.57	50,759.64
Actividades Previas	7,639.51	6,875.56	8,403.46	7,639.51
TOTAL DEL PROYECTO	230,672.09	211,142.57	260,785.18	230,672.09

En esta tabla, se observa que el costo de suministro de materiales es mayor. Sin embargo, presenta un rango de variaciones menor con respecto a los rangos de variación de los costos de construcción y servidumbre, los cuales, fueron definidos con base a la experiencia de este equipo de consultoría.

El método de Monte Carlo realiza 10,000 simulaciones para obtener los resultados mostrados en la Tabla RE.14, donde se observa rangos de variación de los costos de construcción y servidumbre del 40% hasta un 100%, causando una contingencia de costo de 9,412.17 a 28,799.26 \$USD/km, representando un porcentaje de incremento con respecto al costo base del 4.08% al 12.48%, respectivamente.

De acuerdo a la experiencia del grupo de consultores, un 60% de variación en ambos costos pudiera abarcar casos reales de imprevistos, de manera que el resultado del 6.92% de la contingencia de costo es más que suficiente. De hecho, la propuesta del 5% recomendada por el CEAC para costos de imprevistos se considera como adecuada y es lo que se propone para este proyecto.

Tabla RE.14 Resultados de la simulación de Monte Carlo variando el rango de costo de construcción y servidumbres, para el Ejemplo 1, Caso 3.

Concepto de Costo del Proyecto	Rango de Variación en Costos (\$USD/km)			
	Al 40%	Al 60%	Al 80%	Al 100%
Costo Base + Contingencia Residual	346,008.14	346,008.14	346,008.14	346,008.14
% (Rango C. Const.+C. Serv.)/Costo Base	23.57	32.57	41.58	50.58
Valor Mínimo	217,802.26	217,784.70	218,785.05	215,924.80
Valor Máximo	270,116.56	288,729.76	308,549.65	327,233.86
Valor Medio	240,456.34	247,365.11	89,764.61	260,866.99
Desviación Estándar	8,546.88	11,982.71	15,072.67	18,641.11
P50 (Percentil del 50%)	240,084.26	246,625.55	253,616.50	259,471.35
Error Estándar Medio	85.47	119.83	150.73	186.41
Contingencia (\$USD/km)	9,412.17	15,953.46	22,944.41	28,799.26
% (Contingencia/Costo Base)	4.08	6.92	9.95	12.48
% Sensibilidad a costo servidumbres	73.3	72.2	70.6	70.8
% Sensibilidad a costo construcción	60.8	64.8	65.9	67.5
% Sensibilidad a costo sum. materiales	21.3	15.2	12.1	10.0
% Sensibilidad a costo actividades previas	4.6	4.6	<1	<1
% Sensibilidad a costo de administración	3.5	<1	<1	<1
% Sensibilidad a costo ingeniería	3.1	2.9	<1	<1

Fuente: Elaboración propia.

Con respecto al establecimiento de una metodología para determinar los costos de imprevistos conforme avanza un proyecto, después de realizar una simulación variando solamente el concepto de costo de construcción, se observó que la contingencia de costo disminuye de manera lineal conforme los costos por pagar disminuyen. Este es un resultado importante, ya que se puede calcular rápidamente cuál será la contingencia de costo conforme avanza el desarrollo del proyecto, considerando solo un concepto de costo como en este caso. Si hay dos o más conceptos de costo que presentan todavía incertidumbre, entonces, se debe recurrir al Método de Monte Carlo para evaluar la contingencia de costo.

A través de lo desarrollado para este entregable, se realizaron diversas simulaciones de variaciones de costos representativos de un proyecto de construcción de una línea nueva de 115 kV, cuyos resultados permitieron concluir lo siguiente:

1. El problema del cálculo de costos imprevistos puede resultar complicado sobre una base de análisis de caso por caso.
2. El modelo de definición de imprevistos en un contrato es el que resulta adecuado desde un punto de vista jurídico.
3. Esta definición puede ser explicitada al momento de publicar bases de licitación, en las cuales, se especifique un porcentaje máximo de costos imprevistos, el cual, será respetado por el contratante, o bien, por la autoridad reguladora para fines de establecer la tarifa de transmisión. Se recomienda tomar como base el porcentaje sugerido por el CEAC del 5%. En este sentido, tanto los que paguen el proyecto de transmisión como los contratistas corren un riesgo compartido.
4. Otra alternativa es que el EOR y/o la CRIE definan una metodología basada en este método de Monte Carlo con el objeto de calcular la contingencia de costo que se le tenga que reconocer al contratista.

Entregable 10.**Prediseños de Diferentes Tipos de Bahías de Subestación.**

Para este entregable, fueron considerados los prediseños de bahías de subestaciones de interruptor y medio, así como con barra principal y de transferencia.

Un prediseño de bahía de subestación se define como la representación gráfica de la localización y ubicación física de los equipos considerados en el diagrama unifilar. Para este proyecto de consultoría, los prediseños fueron realizados en función de los diagramas unifilares básicos.

El diagrama unifilar simplificado o básico es el esquema en el que se muestran las conexiones entre los equipos principales de una subestación eléctrica mediante símbolos convencionales. El propósito es el de suministrar de manera concisa información significativa acerca de la subestación y abarca la siguiente información básica:

- Niveles de tensión.
- Arreglo de barras de alta y baja tensión.
- Circuitos en cada nivel de tensión.
- Bancos de transformación.
- Equipo primario y sus conexiones por circuito.
- Localización del equipo primario.

Para este proyecto se desarrollaron los diagramas unifilares para esquemas de barra principal más barra de transferencia y para interruptor y medio. Los diagramas unifilares se muestran en las figuras RE.1 y RE.2.

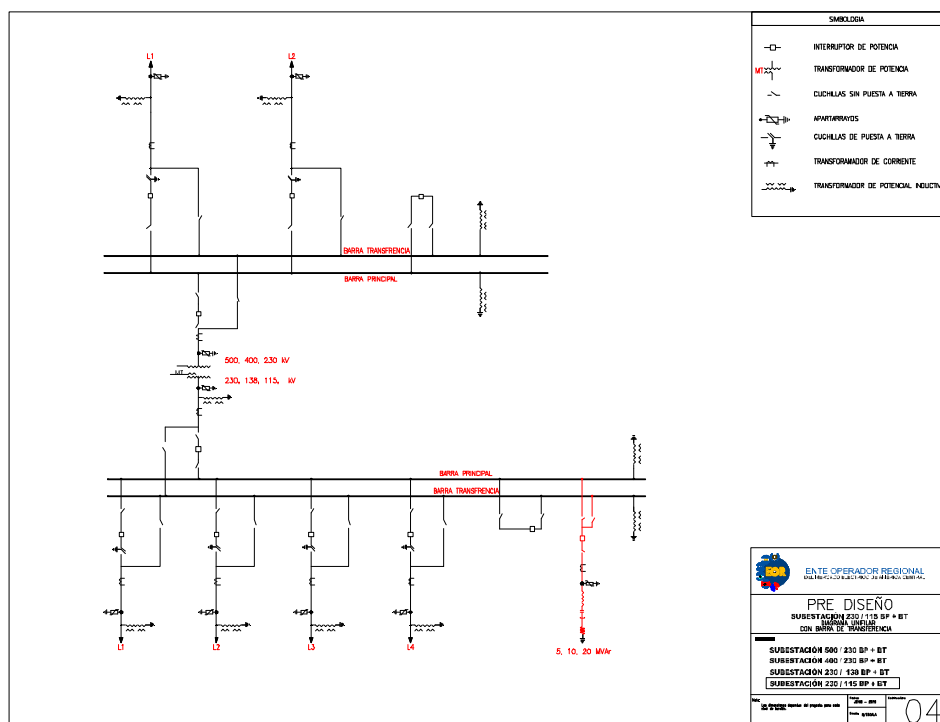


Figura RE.1 Diagrama unifilar Barra principal + Barra de Transferencia

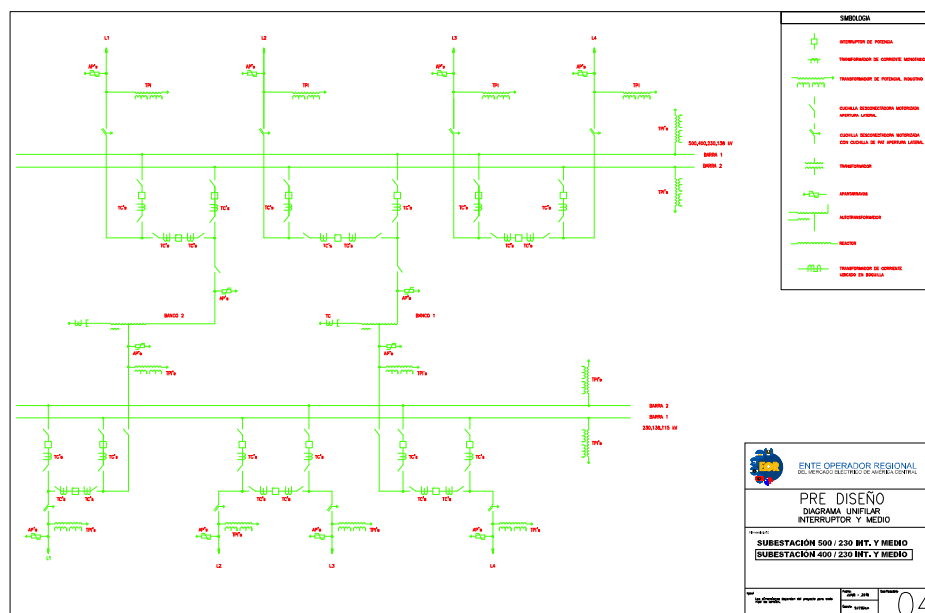


Figura RE.2 Diagrama unifilar interruptor y medio.

Adicionalmente, en las figuras RE.3 y RE.4 son mostrados los prediseños para barra principal + barra de transferencia e interruptor y medio. Estos prediseños permiten determinar la ubicación del equipo eléctrico principal para que su funcionamiento sea previsto en el diagrama unifilar. Además, facilitan la cuantificación de suministros y cantidades de obra principales, y son un auxiliar para regular la licitación o concurso de obra.

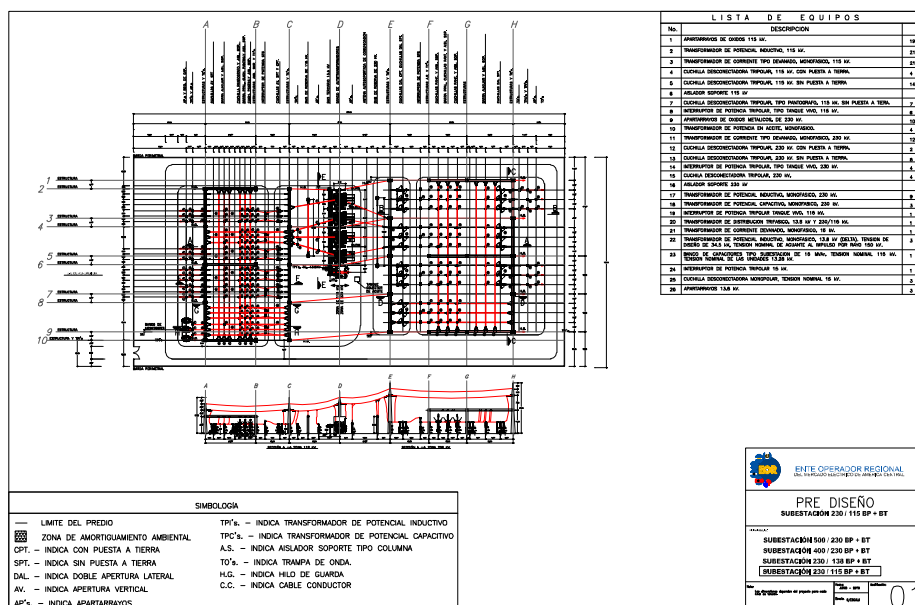


Figura RE.3 Prediseño de subestación con arreglo de barra principal + barra de transferencia.

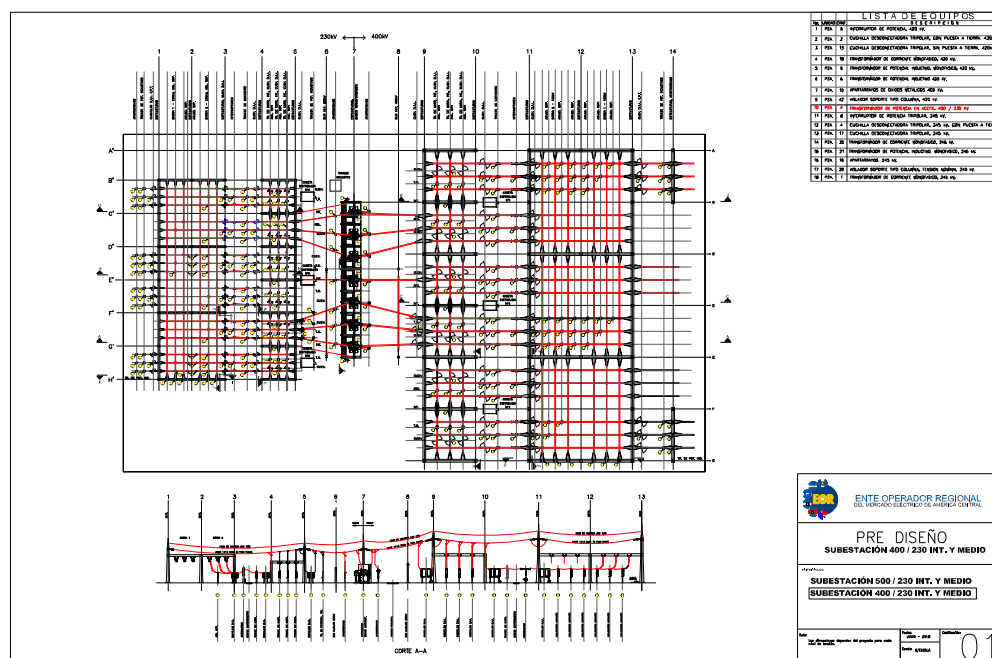


Figura RE.4 Prediseño de subestación con arreglo de interruptor y medio.

Apéndice.

Costos adicionales de líneas de 115 kV, 138 kV y 230 kV.

En este apéndice se presentan los costos adicionales de líneas de transmisión de niveles de tensión de 115 kV, 138 kV y 230 kV, considerando calibres de 336.4, 556.5 y 795 MCM, para líneas de transmisión nuevas así como para proyectos de repotenciación.

Se realizó un análisis del nivel de pérdidas que implica la instalación de circuitos para estos niveles de tensión y potencias de transmisión de 200 MVA y 250 MVA, con los tres tipos de conductores citados arriba. Sin embargo, para circuitos más cortos y de baja potencia, se puede diseñar líneas de transmisión con tales características. Las Tablas RE15-RE17 presentan los costos resultantes de este análisis.

Adicionalmente, en la Tabla RE18, se agrega información para costos de repotenciación de este tipo de líneas, utilizando conductores ACSS y ACSR con los tres calibres antes mencionados.

RESUMEN EJECUTIVO

Tabla RE.15 Costos totales de inversión para líneas nuevas de 115 kV, 1 y 2 circuitos (\$USD/km).

Clave	Tipo de Línea	Actividades Previas	Derecho de Vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
1	115 kV-1C-ACSR 795 1 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	139,701.12	6,795.28	186,377.50
2	115 kV-1C-ACSS 795 1 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	158,800.83	6,795.28	205,477.21
3	115 kV-1C-ACSR 556 1 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	136,081.77	6,795.28	182,758.15
4	115 kV-1C-ACSS 556 1 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	149,454.47	6,795.28	196,130.85
5	115 kV-1C-ACSR 336 1 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	122,762.92	6,795.28	169,439.30
6	115 kV-1C-ACSS 336 1 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	130,077.60	6,795.28	176,753.98
7	115 kV-2C-ACSR 795 1 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	180,659.57	6,795.28	240,174.31
8	115 kV-2C-ACSS 795 1 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	218,881.87	6,795.28	278,396.61
9	115 kV-2C-ACSR 556 1 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	173,436.21	6,795.28	232,950.95
10	115 kV-2C-ACSS 556 1 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	200,166.79	6,795.28	259,681.53
11	115 kV-2C-ACSR 336 1 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	160,135.48	6,795.28	219,650.22
12	115 kV-2C-ACSS 336 1 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	174,744.90	6,795.28	234,259.64

Nota: 1C=1 Circuito, 2C=2 Circuitos, 1 C/F=1 Conductor por Fase, TA=Torre de Acero.

Tabla RE.16 Costos totales de inversión para líneas nuevas de 138 kV, 1 y 2 circuitos (\$USD/km).

Clave	Tipo de Línea	Actividades Previas	Derecho de Vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
1	138 kV-1C-ACSR 795 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	142,390.20	7,270.95	194,439.91
2	138 kV-1C-ACSS 795 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	161,489.90	7,270.95	213,539.61
3	138 kV-1C-ACSR 556 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	138,756.31	7,270.95	190,806.02
4	138 kV-1C-ACSS 556 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	152,129.01	7,270.95	204,178.72
5	138 kV-1C-ACSR 336 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	123,300.76	7,270.95	175,350.47
6	138 kV-1C-ACSS 336 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	130,615.44	7,270.95	182,665.15
7	138 kV-2C-ACSR 795 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	183,841.65	7,270.95	250,480.40
8	138 kV-2C-ACSS 795 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	222,043.94	7,270.95	288,682.69
9	138 kV-2C-ACSR 556 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	176,598.29	7,270.95	243,237.04
10	138 kV-2C-ACSS 556 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	203,328.86	7,270.95	269,967.61
11	138 kV-2C-ACSR 336 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	160,997.01	7,270.95	227,635.76
12	138 kV-2C-ACSS 336 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	175,624.77	7,270.95	242,263.52

Nota: 1C=1 Circuito, 2C=2 Circuitos, 1 C/F=1 Conductor por Fase, TA=Torre de Acero.

RESUMEN EJECUTIVO

Tabla RE.17 Costos totales de inversión para líneas nuevas de 230 kV, 1 y 2 circuitos (\$USD/km).

Clave	Tipo de Línea	Actividades Previas	Derecho de Vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
1	230 kV-1C-ACSR 795 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	156,020.61	8,054.63	216,168.15
2	230 kV-1C-ACSS 795 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	174,272.33	8,054.63	234,419.87
3	230 kV-1C-ACSR 556 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	137,430.83	8,054.63	197,578.37
4	230 kV-1C-ACSS 556 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	150,798.40	8,054.63	210,945.94
5	230 kV-1C-ACSR 336 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	133,192.26	8,054.63	193,339.80
6	230 kV-1C-ACSS 336 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	140,510.84	8,054.63	200,658.38
7	230 kV-2C-ACSR 795 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	244,672.75	8,054.63	323,157.92
8	230 kV-2C-ACSS 795 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	282,862.07	8,054.63	361,347.24
9	230 kV-2C-ACSR 556 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	224,675.40	8,054.63	303,160.57
10	230 kV-2C-ACSS 556 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	251,415.32	8,054.63	329,900.49
11	230 kV-2C-ACSR 336 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	214,991.30	8,054.63	293,476.47
12	230 kV-2C-ACSS 336 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	229,608.81	8,054.63	308,093.98

Nota: 1C=1 Circuito, 2C=2 Circuitos, 1 C/F=1 Conductor por Fase, TA=Torre de Acero.

Tabla RE.18 Costos totales de inversión para repotenciación de líneas de 115 kV, 138 kV y 230 kV, 1 circuito (\$USD/km).

Clave	Tipo de Línea	Actividades Previas	Derecho de Vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
1	115 kV-1C-ACSR 795 1 C/F	no aplica	no aplica	5,208.96	69,765.66	6,795.28	81,769.90
2	115 kV-1C-ACSS 795 1 C/F	no aplica	no aplica	5,208.96	88,857.59	6,795.28	100,861.83
3	115 kV-1C-ACSR 556 1 C/F	no aplica	no aplica	5,208.96	66,147.24	6,795.28	78,151.48
4	115 kV-1C-ACSS 556 1 C/F	no aplica	no aplica	5,208.96	79,502.07	6,795.28	91,506.31
5	115 kV-1C-ACSR 336 1 C/F	no aplica	no aplica	5,208.96	56,307.68	6,795.28	68,311.92
6	115 kV-1C-ACSS 336 1 C/F	no aplica	no aplica	5,208.96	63,623.87	6,795.28	75,628.11
7	138 kV-1C-ACSR 795 1 C/F	no aplica	no aplica	5,275.71	69,765.66	7,270.95	82,312.32
8	138 kV-1C-ACSS 795 1 C/F	no aplica	no aplica	5,275.71	88,857.59	7,270.95	101,404.25
9	138 kV-1C-ACSR 556 1 C/F	no aplica	no aplica	5,275.71	66,147.24	7,270.95	78,693.90
10	138 kV-1C-ACSS 556 1 C/F	no aplica	no aplica	5,275.71	79,502.07	7,270.95	92,048.73
11	138 kV-1C-ACSR 336 1 C/F	no aplica	no aplica	5,275.71	56,307.68	7,270.95	68,854.34
12	138 kV-1C-ACSS 336 1 C/F	no aplica	no aplica	5,275.71	63,623.87	7,270.95	76,170.53
13	230 kV-1C-ACSR 795 1 C/F	no aplica	no aplica	5,344.73	69,765.66	8,054.63	83,165.02
14	230 kV-1C-ACSS 795 1 C/F	no aplica	no aplica	5,344.73	88,857.59	8,054.63	102,256.95
15	230 kV-1C-ACSR 556 1 C/F	no aplica	no aplica	5,344.73	66,147.24	8,054.63	79,546.60
16	230 kV-1C-ACSS 556 1 C/F	no aplica	no aplica	5,344.73	79,502.07	8,054.63	92,901.43
17	230 kV-1C-ACSR 336 1 C/F	no aplica	no aplica	5,344.73	56,307.68	8,054.63	69,707.04
18	230 kV-1C-ACSS 336 2 C/F	no aplica	no aplica	5,344.73	63,623.87	8,054.63	77,023.23

Nota: 1C=1 Circuito, 1 C/F=1 Conductor por Fase, 2 C/F=2 Conductores por Fase.

ASPECTOS GENERALES PARA EL CÁLCULO DE COSTOS

ASPECTOS GENERALES PARA EL CÁLCULO DE COSTOS

En este apartado del informe, se describe algunos de los conceptos de carácter general utilizados para el desarrollo de los cálculos de costos para los entregables del proyecto.

1. TIPO DE CAMBIO DE PESOS MEXICANOS A DÓLARES AMERICANOS

Debido a que se utilizó información de costos de varias referencias en México, se estableció un tipo de cambio de 19.03 pesos mexicanos por dólar americano, el cual, es el promedio para el 20 de agosto de 2018.

2. ACTUALIZACIÓN DEL VALOR RELATIVO DEL DÓLAR

Para costos especificados en dólares americanos para años anteriores a 2018, se utilizó factores de ajuste por inflación promedio de los Estados Unidos de América, los cuales son presentados en la Tabla A, partiendo desde el año 2000.

Tabla A. Factores para actualizar el valor relativo del dólar americano por efecto de la inflación.

AÑO	%																			
2000	3.38	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
2001	2.83	1.028	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
2002	1.59	1.045	1.016	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
2003	2.27	1.068	1.039	1.023	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
2004	2.68	1.097	1.067	1.050	1.027	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
2005	3.39	1.134	1.103	1.086	1.062	1.034	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
2006	3.24	1.171	1.139	1.121	1.096	1.067	1.032	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
2007	2.85	1.204	1.171	1.153	1.127	1.098	1.062	1.029	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
2008	3.85	1.251	1.216	1.197	1.171	1.140	1.103	1.068	1.039	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
2009	-0.34	1.246	1.212	1.193	1.167	1.136	1.099	1.064	1.035	0.997	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
2010	1.64	1.267	1.232	1.213	1.186	1.155	1.117	1.082	1.052	1.013	1.016	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
2011	3.16	1.307	1.271	1.251	1.223	1.191	1.152	1.116	1.085	1.045	1.049	1.032	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
2012	2.07	1.334	1.297	1.277	1.249	1.216	1.176	1.139	1.108	1.067	1.070	1.053	1.021	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
2013	1.47	1.354	1.316	1.296	1.267	1.234	1.193	1.156	1.124	1.082	1.086	1.068	1.036	1.015	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
2014	1.62	1.375	1.338	1.317	1.287	1.254	1.213	1.175	1.142	1.100	1.104	1.086	1.052	1.031	1.016	1.000	0.000	0.000	0.000	
2015	0.12	1.377	1.339	1.318	1.289	1.255	1.214	1.176	1.144	1.101	1.105	1.087	1.054	1.032	1.017	1.001	1.000	0.000	0.000	
2016	1.26	1.394	1.356	1.335	1.305	1.271	1.230	1.191	1.158	1.115	1.119	1.101	1.067	1.045	1.030	1.014	1.013	1.000	0.000	
2017	2.13	1.424	1.385	1.363	1.333	1.298	1.256	1.216	1.183	1.139	1.143	1.124	1.090	1.068	1.052	1.035	1.034	1.021	1.000	
2018	2.46	1.459	1.419	1.397	1.366	1.330	1.287	1.246	1.212	1.167	1.171	1.152	1.117	1.094	1.078	1.061	1.060	1.046	1.025	

Fuente: <https://es.inflation.eu>.

3. VALOR ADUANAL Y ARANCELES DE IMPORTACIÓN

Adicionalmente, se realizó una investigación para incluir los costos adicionales que significan el transporte, valor aduanal y aranceles de importación en América Central, suponiendo que equipos y materiales eléctricos necesarios para construir líneas y subestaciones son transportados desde México.

3.1 Valor Aduanal

Para el cálculo del Valor en Aduana en América Central, se inicia por establecer el valor pagado o por pagar de los bienes objeto de importación, que es normalmente el valor de la factura o documento de compra de los bienes, agregando a éste, el precio pagado por el transporte de las mercancías, el cual normalmente es reflejado en el documento de transporte que haya emitido el transportista de las mercancías y agregando la prima de seguro que se haya contratado para el envío de los bienes. Vale mencionar que en el caso que no se haya contratado una póliza de seguro para el traslado de los bienes, la Ley de Simplificación Aduanera dispone que debe de establecerse aplicando un 1.25% sobre el valor FOB en caso que las mercancías provengan de la región centroamericana y si proceden de fuera de la región debe de aplicarse un 1.50% sobre el valor FOB¹.

¹ http://www7.mh.gob.sv/pmh/es/Temas/Manual_Unico_de_Operaciones_Aduaneras/Proceso_de_despacho/

La fórmula para establecer el valor en aduanas normalmente es:

FOB+FLETE+SEGURO=VALOR EN ADUANAS.

Como puede notarse, el problema con esta fórmula es que el FOB puede variar caso por caso, por diversas circunstancias como puede ser lo asociado a aspectos particulares del contrato FOB, los costos de combustibles del buque, tipo de mercancía, etc. A fin de tener una idea clara del concepto del Valor Aduanal, la empresa mexicana KOBREX, a través de una cotización de conductores indicó agregar un 3% sobre el precio de los conductores para entregarlos en Panamá. Este valor del 3% es el que fue considerado para los casos en que se costea equipos y materiales comprados en México y puestos en América Central.

3.2 Aranceles de Importación

En general, los aranceles de importación son uniformes para los países de América Central, lo cual, se ha establecido a través del Sistema Arancelario Centroamericano (SAC)². Este sistema establece los aranceles para equipos y materiales eléctricos, los cuales, en forma resumida son mostrados a continuación:

- Para conductores de energía eléctrica operando a una tensión superior a 1000 V: 15%³.
- Para condensadores fijos concebidos para redes eléctricas de 50/60 Hz, para una potencia superior o igual a 0.5 kVAr (condensadores de potencia): 0%⁴.
- Equipos y tableros de control para sistemas eléctricos: 10%⁴.
- Transformadores de potencia: 0%⁴.

En el caso de reactores no se encontró específicamente el arancel correspondiente, de manera que, considerando el arancel de 0% para capacitores y transformadores, se optó por definir este mismo valor para los reactores.

4. DEFINICIONES DE TIPOS DE COSTOS Y CONCEPTOS ASOCIADOS

Costo Referencial. Es un costo aproximado sobre la base de los precios de mercado, para este estudio fueron algunos fueron proporcionados por proveedores, los cuales están actualizados. Es importante hacer notar que son diferentes a los precios de concurso o de licitación, los cuales, por lo general, son más bajos y dependen de la condición del propio concurso o licitación. Otros costos referenciales utilizados en este estudio provienen de la actualización de un mercado histórico.

Precio Paramétrico. Es un costo que integra los componentes principales de un proyecto promedio o típico entre una unidad de fácil interpretación o previamente convenida. Ejemplo para subestaciones la unidad "Bahía" y para líneas el "kilómetro". Los costos paramétricos permiten una mayor aproximación al costo total y es posible una actualización sobre la base del análisis. Los costos paramétricos son muy útiles para la toma de decisiones en los procesos de planeación.

[Proceso Aduanero/Impuestos a pagar.html](#)

² Diario Oficial, Tomo No. 412, *Modificaciones al Arancel Centroamericano de Importación que incorporan al Sistema Arancelario Centroamericano (SAC)*, Resolución No. 372/2015 (COMIECO-LXXIV), San Salvador, 11 de julio de 2016.

³ <http://www.aduanas.sieca.int/AIC/ConsultaSacRegional#>

⁴ Diario Oficial, Tomo No. 412, *Modificaciones al Arancel Centroamericano de Importación que incorporan al Sistema Arancelario Centroamericano (SAC)*, Resolución No. 372/2015 (COMIECO-LXXIV), San Salvador, 11 de julio de 2016.

Catálogo de Conceptos. Es la descripción de las actividades principales de suministro y construcción que integran un proyecto, con el objeto de facilitar la cuantificación de las actividades y su presupuestación.

Silueta de Torre. Se refiere a un esquema simplificado de la estructura y sus distancias eléctricas de seguridad. Se dividen para distintos niveles de tensión y en ellas se indican las dimensiones de altura y posición de conductores.

Diagrama Unifilar Básico. Es el esquema en el que se muestran las conexiones entre los equipos principales de una subestación eléctrica mediante símbolos convencionales. El propósito es suministrar de manera concisa información significativa acerca de la subestación y abarca la siguiente información básica:

- Arreglo de barras.
- Niveles de tensión.
- Circuitos en cada nivel de tensión.
- Bancos de transformación.
- Equipo primario por circuito.
- Localización del equipo primario.

Prediseño de Subestación. Es la representación gráfica de la localización y ubicación física de los equipos considerados en el diagrama unifilar. Esto significa que los prediseños de subestaciones se realizan en función de los diagramas unifilares básicos.

ENTREGABLES 1-3:

COSTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1. ASPECTOS TÉCNICOS PARA EL DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

1.1 Introducción

Las líneas de transmisión son el medio por el que la energía eléctrica es transportada desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo. Las distancias involucradas pueden ser muy grandes, de modo que las líneas de transmisión pueden atravesar una variedad de medioambientes. Las líneas deben ser capaces de operar con altos índices de confiabilidad en todas las condiciones ambientales y deben tener, tanto como sea posible, un impacto bajo en esos medioambientes.

Las líneas de transmisión han existido desde hace más de 130 años. La Tabla 1 presenta algunos hechos importantes con respecto al desarrollo de las redes de transmisión.

Tabla 1. Primeras líneas de energía eléctrica.

	CA/CD	Longitud (km)	Voltaje (kV)	Año	Lugar
Primera línea	CD	50	2.4	1882	Alemania
Primera línea monofásica	CA	21	4	1889	Oregon, USA
Primera línea trifásica	CA	179	12	1891	Alemania

Fuente: EPRI, *AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*, Third Edition, 2005.

A partir de estos inicios, actualmente existen líneas de transmisión que operan en corriente directa (CD) con valores de hasta 800 kV¹, mientras que existen líneas con voltajes de operación de hasta 1200 kV en corriente alterna (CA). La Figura 1 muestra la elevación de voltaje a través de los años, donde se observa una elevación importante en el voltaje de las líneas de transmisión desde hace aproximadamente un siglo.

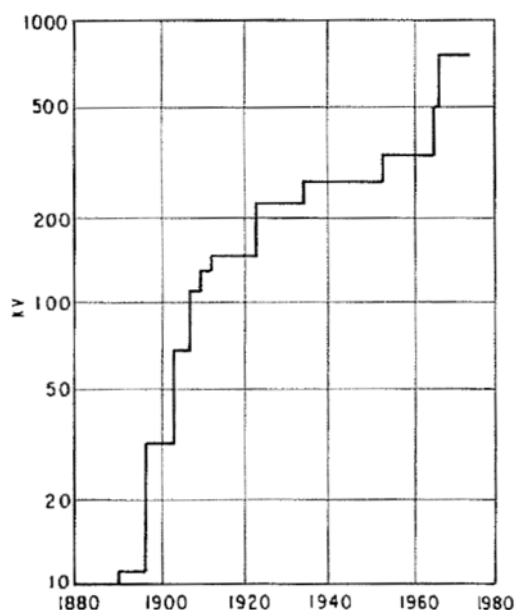


Figura 1. Voltajes de transmisión mayores en Norteamérica.

Fuente: EPRI, *AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*, Third Edition, 2005.

¹ <https://www.energy.siemens.com/mx/es/transmision-de-energia/hvdc/>

Alrededor del mundo, los principios en los que se basan los sistemas de transmisión son generalmente similares. De país a país, las diferencias son encontradas de acuerdo con las especificaciones de diseño y márgenes de operación².

En adición, hay diferencias en frecuencia y voltajes estándar. En América, en general, la frecuencia nominal es de 60 Hz, mientras que en Europa es de 50 Hz. Además, los sistemas de potencia que operan a diferentes frecuencias pueden ser interconectados mediante enlaces asíncronos³.

Para las dos tendencias en frecuencia nominal, los niveles de voltaje para sistemas de transmisión también se han ido estandarizando, de tal manera que los voltajes más comunes son los mostrados en la Tabla 2 para sistemas de transmisión en CA trifásicos.

Tabla 2. Voltajes estándar (kV) en América y Europa.

Transmisión en América	Transmisión en Europa
69	60
115	110
138	132
161	220
230	275
345	
400	400
500	765
735-765	1100 (uso no generalizado)

Fuente: EPRI, *AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*, Third Edition, 2005.

1.2 Aspectos Eléctricos en el Diseño de Líneas de Transmisión

Una línea de transmisión opera al mismo voltaje nominal a lo largo de toda su trayectoria, de manera que la máxima potencia que puede transmitir está definida por la capacidad de transportar energía de sus conductores sin que estos sufran daño alguno. Entonces, se puede decir que el límite de transferencia máximo de una línea de transmisión trifásica está definido por lo que se conoce como límite térmico de la línea, el cual, puede ser calculado mediante la ecuación siguiente:

$$P_{m\acute{a}x} = \sqrt{3} \times V_{nominal} \times I_{m\acute{a}x} \quad (1)$$

Donde $P_{m\acute{a}x}$ es la máxima potencia transmitida, $V_{nominal}$ es el voltaje nominal de la línea, el cual, está dado en términos de voltaje de fase a fase, mientras que $I_{m\acute{a}x}$ es la corriente máxima que puede transportar cada conductor de la línea trifásica.

Normalmente, los voltajes en ambos extremos de la línea no son iguales, de manera que, en lugar de la ecuación anterior, se utiliza la siguiente para calcular el máximo nivel de transmisión:

² EPRI, *AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*, Third Edition, 2005.

³ M. Maher Abaza, "Africa-Europe Electrical Interconnection and Prospects of Worldwide Interconnections," CIGRE Keynote Address Paris, Sunday 28, August 1994, pp. 1-15.

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{V_S V_R}{x} \quad (2)$$

Donde V_S es el voltaje en el extremo de envío, V_R es el voltaje en el extremo de recepción y x es la reactancia serie de la línea de transmisión.

Cualquiera de las dos ecuaciones conduce a dos límites importantes de una línea de transmisión:

Voltaje. La máxima potencia que una línea puede transmitir es directamente proporcional al producto de los dos voltajes de la ecuación (2). En la mayoría de sistemas de transmisión, los dos voltajes no son muy diferentes, de modo que la potencia máxima transmitida es proporcional al cuadrado del voltaje. Por este motivo, las compañías transmisoras utilizan voltajes mayores conforme la potencia a ser transmitida aumenta. Por otra parte, la ecuación (1) es útil para observar que, conforme se incrementa el nivel de tensión, la corriente es menor para un mismo nivel de potencia transmitida, lo cual, permite concluir que las pérdidas debidas a la resistencia eléctrica de los conductores de la línea pueden ser reducidas.

Los incrementos en voltaje requieren de mayores espaciamientos entre los conductores de fase y de más aislamiento, requiriendo de derechos de vía o servidumbres más amplios. La relación es no lineal y las economías del diseño de líneas así como el impacto ambiental usualmente están a favor de incrementar el voltaje de operación, en lugar de instalar líneas paralelas adicionales en el mismo derecho de vía.

Reactancia Serie. En la ecuación (2), la potencia máxima transmitida es inversamente proporcional a la reactancia serie de la línea. Esta reactancia serie está directamente relacionada con la separación, dimensión y configuración de los conductores de fase, así como de la longitud de la línea. Para una longitud de línea dada, la potencia máxima puede ser incrementada reduciendo la reactancia serie, lo cual, implica una reducción del espaciamiento entre conductores de fase — realizable con estructuras compactas y el uso de varios conductores por fase.

1.3 Impacto de una Línea Sobre el Medioambiente

El impacto visual es la intrusión más obvia que una línea de transmisión causa al medioambiente. Hay un sentimiento común en los diseñadores y desarrolladores de que deben asegurarse que el diseño y trayectoria sean lo menos intrusivos tanto como sea posible y que la trayectoria (ruta) evite pasar por áreas sensibles desde un punto de vista ambiental.

Por otra parte, el campo eléctrico en la superficie de conductores puede generar el efecto corona y ruido audible, así como interferencia en la radio y la televisión. Además de la alta resistencia de los residentes cercanos a la línea, el ruido de radio frecuencia puede afectar la comunicación vía *carrier* en relación a fallas en conductores.

Estudios epidemiológicos realizados en los últimos cuarenta años han sugerido que los campos magnéticos y eléctricos asociados a líneas de transmisión pueden causar cáncer en niños. Este es un tema controversial, y debido a que, actualmente, los médicos investigadores todavía no han identificado un mecanismo relacionado con las magnitudes de los campos magnéticos típicas en líneas de transmisión, los entes reguladores han adoptado una actitud prudente estableciendo valores apropiados en los límites de los derechos de vía.

1.4 Impacto del Medioambiente Sobre una Línea

LA contaminación es la manera más obvia en la que el medio ambiente influye sobre el comportamiento de una línea. La contaminación del aire es depositada en la superficie de los aisladores y causar flujos de corriente a través de ellos, los cuales, ante lluvia ligera, causan un secado parcial y suciedad y un virtual daño permanente en los aisladores. Por otra parte, vientos fuertes y/o lluvia intensa pueden inhibir el depósito de contaminación y promover una limpieza natural, previniendo la formación de capas conductoras sobre la superficie de los aisladores. Además, la nieve y el hielo se depositan sobre la superficie de los aisladores y degradan su operación. El diseño y la selección del aislador para enfrentar ambientes particulares son temas complejos.

El hielo se acumula alrededor de los conductores en climas severos, y la carga mecánica adicional puede causar el colapso de torres de transmisión.

Las descargas atmosféricas son responsables de la presencia de ondas viajeras de voltaje muy alto en las líneas de transmisión. La contención y disipación de estas ondas requieren de un diseño detallado de la línea y de sus sistemas de aterrizamiento.

La fuerza eléctrica del aire y de las superficies de aislamientos en el aire varía con la densidad del aire y, por tanto, inversamente con la altitud (sobre el nivel del mar). Es decir, entre más limpio sea el aire, será mejor su comportamiento como medio aislante. Factores de corrección han sido aplicados en el diseño de aislamientos para altitudes mayores de alrededor de 500 m. Estos factores deben ser observados desde el punto de vista de frecuencia de la energía, así como de formas de onda para descargas atmosféricas y de maniobras de interrupción.

Actualmente, en un ambiente de mercado de electricidad, ya no es deseable o posible para las empresas construir líneas expropiando propiedades. En la mayoría de países, se requiere que varias instancias otorguen el permiso. A todo el proceso mediante el cual se logran los permisos y derechos de vía para construir una línea se le conoce como “proceso de autorización”. El involucramiento del público es crítico para tener éxito. Adicionalmente, los estudios de impacto ambiental estrictos son un prerequisite para la construcción o, en algunos casos, la modificación de líneas de transmisión aéreas. El tiempo que se lleva obtener los permisos necesarios se ha venido incrementando en las tres décadas pasadas. En los Estados Unidos, los permisos para un proyecto de transmisión pueden requerir de un trámite de hasta diez años, mientras que en Europa, esto se puede tardar hasta 20 años. Típicamente, este periodo de tiempo significa que el *staff* que originalmente planificó la línea no estará involucrado en la fase de construcción, de modo que el proceso requiere de una documentación estricta y de una comunicación efectiva. Por otra parte, es posible que los cargos legales y la compra de derechos de vía sean mayores que los costos de la propia línea. Estos factores limitan el efecto de optimización de la línea y reducen las ventajas de sobre dimensionar la línea.

1.5 Tipos de Conductores para Líneas de Transmisión Aérea

Una amplia variedad de tamaños y tipos de conductores han sido utilizados en líneas de transmisión para voltajes altos y extra altos. Sin embargo, en la mayoría de los casos, los conductores tienen un calibre mínimo de 25 mm de diámetro y son trenzados con alambres de aluminio y un núcleo de acero trenzado para un reforzamiento mecánico. Debido a que el aluminio es altamente conductor

y el diámetro es relativamente grande, los conductores de una línea de transmisión tienen una resistencia eléctrica relativamente pequeña por unidad de longitud, lo cual, mantiene a las pérdidas eléctricas en valores mínimos.

Los conductores utilizados como blindaje típicamente son trenzados con alambres de acero galvanizado o alambres de acero revestidos de aluminio. Entonces, son fuertes y resistentes a daños por arco eléctrico. En años recientes, los conductores de blindaje (de guarda) incluyendo alambres de fibra óptica son usados para comunicaciones se han venido haciendo de uso general.

Una variedad de conductores de aluminio con reforzamientos de acero están disponibles actualmente. Especificaciones de productos para muchos de estos conductores existen ya sea en los Conductores Eléctricos del IEC⁴ 1597-1995 o el Volumen 2.03 ASTM⁵. Los conductores incluyen:

- Conductores de aluminio reforzados con acero (ACSR) o A1/S1 (ASTM B-232 1992), y ACSR /TW (ASTM B-779 1991).
- Conductor autoamortiguado, SDC (ASTM B-856 1991).
- Conductor T2, T2/ACSR.
- Conductor de aluminio soportado en acero, ACSS (ASTM B-856 1995) y ACSS/TW (ASTM B-857 1995).

Los alambres de alma de acero utilizados en estos conductores ACSR deben ser galvanizados GA, GB o GC (ASTM B-498 1993), aluminados, AZ (ASTM B-34 1993) o con revestimiento de aluminio, AW (ASTM B-502 1993), a fin de evitar la corrosión electrolítica entre el acero y el aluminio. El grosor de la capa de galvanizado sobre los alambres de acero son Clase A, pero capas más gruesas de zinc, referidas como Clase B y C pueden ser especificadas ante condiciones de corrosión más severas. Entre mayor sea el grosor del galvanizado, se reduce la fortaleza para un diámetro dado del alma de acero.

En adición a la familia ACSR de conductores, se cuenta con los trenzados enteramente de aluminio, aleación enteramente de aluminio (aluminio, magnesio, silicón), o hechos de una combinación de aluminio y aleación de aluminio. Todos son relativamente ligeros en peso pero más susceptibles a la pérdida de resistencia a la tracción y a la excesiva elongación por fluencia viscosa⁶ a temperaturas mayores a los 100°C. Los conductores de aluminio comúnmente disponibles (ASTM B1 1991, IEC 1089 1991) incluyen:

- Todos los conductores de aluminio (AAC, AAC/TW, A1)
- Todos los conductores de aleación de aluminio (AAAC, AAAC/TW, A2 o A3).
- Aleación de conductores de aluminio reforzada (ACAR, A1/A2, o A1/A3).

⁴ International Electrotechnical Commission

⁵ American Society for Testing and Materials

⁶ La deformación por fluencia viscosa o lenta es más severa en materiales que están sometidos a calor durante largos periodos, y generalmente incrementa según se acerca al punto de fusión. Si se aplican a un material metálico cargas pequeñas, dentro del rango elástico, a altas temperaturas y durante un tiempo prolongado, se observará que la deformación no desaparece completamente al retirar la carga. Persiste una pequeña deformación que no es consecuencia de un alargamiento de los granos, sino de un ligero desplazamiento de algunos granos respecto de otros. A este fenómeno se lo denomina "fluencia viscosa" o en inglés "*creep*".

https://es.wikipedia.org/wiki/Deformaci%C3%B3n_por_fluencia_lenta

Los conductores de aleación de aluminio tienen capas externas de filamentos de aluminio 1350-H 19 reforzados con un núcleo de aleación de aluminio 6201-T81. Estos conductores están típicamente disponibles con la misma resistencia que los conductores ACSR comunes. Cambiando la relación de trenzados 1350-H19 a 6201-T81 puede variar la fortaleza de los conductores ACAR. Trenzados comunes para conductores de transmisión incluyen 30/7, 24/13 y 18/19, listados en orden de una fortaleza mayor².

Cables de blindaje (de guarda) comúnmente utilizados incluyen conductores de acero revestidos de aluminio (*Alumoweld*), de acero de alta fortaleza y de extra alta fortaleza (EH y EHS), así como cables de tierra ópticos (OPGW).

La selección de un tipo de conductor es primeramente conducida por consideraciones mecánicas, tales como la carga máxima de viento y hielo, la temperatura máxima de operación y la corrosividad del medioambiente de la línea. La selección del diámetro está basada por consideraciones eléctricas tales como el ruido inducido por el efecto corona en señales de radio y televisión, así como, en menor medida, por las pérdidas eléctricas. La Tabla 3 presenta las propiedades mecánicas y eléctricas de diversos tipos de conductores.

Tabla 3. Propiedades mecánicas y eléctricas de materiales de conductores de transmisión.

Nombre (ASTM/IEC)	Fuerza de Tensión (Ksi/Pa)	Elongación Mínima (%)	Especificación ASTM o IEC	Templado	Conductividad (% I.A.C.S.)*
1350/A1	24	1.5	B230/IEC889	H19	61.2
1350	8.5	20	B609	H0	63.0
6201/A3	44-46/ 315-325	3.0	B398 IEC60104	T81	52.5
A2	295	3.5	IEC60104		53.0
Acero galvanizado/S	A-185 B-175 C-165	3.5 3.0 3.0	B498		
Acero galvanizado de alta resistencia	A-205	3.0	B606		
Acero aluminado (AZ)	160	3.5	B341		9.0
Acero revestido de aluminio	175	1.5	B502		20.3

* La conductividad del cobre recocido (5.8001×10^7 S/m) es definida como el 100% IACS a 20°C.

Todas las demás conductividades están relacionadas a esta conductividad del cobre recocido.

Fuente: EPRI, *AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*, Third Edition, 2005.

1.5.1 Áreas y Diámetro de Una Línea de Transmisión

Las áreas en kcmil y mm² son calculados a partir de las dimensiones de los filamentos. El área de un conductor aéreo es típicamente descrita en términos del área de los conductores de aluminio, debido a que son los componentes principales de conducción en el cable. Si la resistencia de núcleo de acero galvanizado convencional es considerada, la resistencia de un conductor ACSR solo se reduce en un 1 o 2%.

El diámetro del conductor es determinado por la geometría de los filamentos. Por ejemplo, el conductor *Bluebird* es un ACSR con cuatro capas de aluminio sobre dos capas de acero. El diámetro del núcleo de acero es cinco veces el diámetro del filamento de 0.0961 pulgadas, es decir, 0.480 pulgadas. El diámetro total del conductor es, por tanto, dos veces las cuatro capas de filamentos de aluminio, 0.1602 pulgadas, más el diámetro del núcleo, esto es, 1.762 pulgadas.

1.5.2 Peso y Resistencia Mecánica

El peso y resistencia mecánica de conductores son calculados considerando los estándares de fabricación ASTM o IEC, siendo generalmente consistentes con los valores del Manual de la Asociación de Aluminio⁷. Los métodos de cálculo para el peso por unidad de longitud y la “fuerza de ruptura nominal” (rated breaking strength – RBS) son descritos detalladamente en los estándares ASTM y IEC. Esencialmente, la RBS de un conductor trenzado es la suma de las fuerzas de ruptura de los alambres individuales con una ligera disminución debida al trenzado helicoidal. Para los ACSR, la “fuerza” de tensión del núcleo de acero es calculada a la máxima elongación de los filamentos de aluminio de alrededor (1%), y no en función de la máxima elongación del propio acero².

1.5.3 Resistencia Eléctrica

Para un conductor trenzado de aluminio, la resistencia eléctrica depende de la conductividad del aluminio, la longitud del tendido de cada una de las capas, el diámetro de conductor, la temperatura de operación y la frecuencia de corriente eléctrica.

El proceso de cálculo inicia con la resistencia de CD. Esta es encontrada con la conductividad del filamento, el diámetro y el factor de corrección por la longitud del tendido de cada una de las capas del conductor. Debido a que la longitud de la capa varía con la posición de la capa y con el fabricante en particular, factores de corrección por el trenzado helicoidal de los alambres de aluminio (2% para la mayoría de los conductores de transmisión) han sido dados en el Estándar ASTM B232 (para ACSR), el Estándar 231 (para AAC) y el Estándar B524 (para ACAR).

Si la longitud de tendido es conocida, la ecuación siguiente provee un método para un cálculo exacto de la resistencia de CD de cada capa:

$$R_i = \frac{\rho}{A} \sqrt{1 + \left[\frac{2\pi r_i}{S} \right]^2} \quad (3)$$

Donde:

R_i = Resistencia en Ω /unidad de longitud de la i -ésima capa a la temperatura de referencia T_{REF} .

ρ = Resistividad de los filamentos de aluminio a la temperatura de referencia T_{REF} .

S = Longitud de tendido en la i -ésima capa.

r_i = Radio del filamento conductor a la mitad de la i -ésima capa.

A = Área de los filamentos de aluminio en la i -ésima capa.

⁷ Aluminum Association Handbook, 1989.

La resistencia total del conductor de CD es la combinación paralela de las resistencias de todas las capas:

$$R_{CD} = \frac{1}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots\right)} \quad (4)$$

Esta estimación inicial de la resistencia de CD debe ser corregida por la temperatura del conductor, T_C , y la frecuencia de la corriente eléctrica a través de él.

La resistencia de CD a temperaturas diferentes de T_{REF} es determinada mediante la ecuación siguiente, con el coeficiente de temperatura adecuado de resistencia, α_{REF} :

$$R_{CD}(T_C) = R_{CD}(T_{REF})[1 + \alpha_{REF}(T_C - T_{REF})] \quad (5)$$

Donde las dos temperaturas están en grados Celsius. El coeficiente térmico de la resistencia varía con la aleación del metal y la temperatura de referencia. La resistencia de alambres de cobre y aluminio se incrementa aproximadamente del 3.5 al 4% por cada 10°C. La resistencia de los alambres de acero galvanizado se incrementa 3.2% y los de acero revestidos de aluminio aproximadamente 3.6% por cada 10°C. El coeficiente de resistencia decrece conforme la temperatura de referencia se incrementa, variando desde 0.00403 para el aluminio con 61% IACS de conductividad a 20°C hasta 0.00306 a la temperatura de referencia de 50°C.

En años recientes, ha sido común reducir la resistencia de los conductores ACSR considerando la conductividad de los alambres de acero galvanizado, ya que se reduce la resistencia de CD entre 1 y 2%, dependiendo del área del conductor de acero. Para hacer esto, la resistencia del núcleo es calculada con una ecuación como la (3), con una conductividad del 8% IACS. La resistencia del núcleo es combinada con las resistencias de las capas de aluminio en la ecuación (4).

En la corrección de la resistencia de CD de conductores ACSR, la resistencia del núcleo de acero debe ser corregida separadamente para la temperatura, ya que su coeficiente térmico de resistencia es solo del 2.9% por cada 10°C.

1.5.4 Ajuste de Resistencia por Frecuencia

Después de corregir la resistencia por temperatura, la resistencia de corriente alterna (CA) de conductores de transmisión aérea es mayor que la resistencia de CD, debido al efecto piel (tendencia de la densidad corriente a ser mayor en la periferia del conductor con respecto al centro del mismo, por la presencia de efectos de campos magnéticos internos). Excepto para conductores de aluminio con núcleo de acero con un número impar de capas de filamentos de aluminio, la relación de la resistencia a 25-60 Hz es prácticamente 1.0 para conductores de transmisión con un diámetro menor a 20 mm. Para conductores más grandes la relación de resistencia CA/CD se incrementa. La relación de resistencias CA/CD para tres conductores de aluminio como una función del diámetro exterior es mostrada en la Tabla 4.

La corrección de la resistencia de CA por el efecto piel puede ser realizada utilizando la gráfica de la Figura 2. Note que la resistencia de CD está dada en Ω /Milla. Otras unidades comunes pueden ser las del Sistema Internacional de Medidas (Ω /km).

Tabla 4. Incremento de la resistencia debido al efecto piel a 60 HZ para tres conductores.

Conductor AAC/S1	Área del Aluminio (kcmil/mm ²)	Diámetro Exterior (in./mm)	R _{CD} a 20°C (Ω/mi) / (Ω/km)	R _{CA} /R _{CD}
Arbutus	795 / 403	1.026 / 26.1	0.115 / 0.0713	1.023
Narcissus	1272 / 645	1.300 / 33.0	0.0718 / 0.0446	1.048
Coreopsis	1590 / 806	1.454 / 36.9	0.0574 / 0.0356	1.087

 Fuente: EPRI, *AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*, Third Edition, 2005.

La relación de resistencias CA/CD debida al efecto piel no es dependiente de la magnitud de corriente. Sin embargo, para conductores de aluminio con núcleo reforzado con acero, particularmente aquellos con una a tres capas de aluminio, la resistencia de CA es dependiente tanto de la frecuencia como de la magnitud de corriente. La Tabla 5 ilustra la dependencia de la resistencia de CA del conductor ACSR Curlew de tres capas 54/7 1033.5 kcmil (524 mm²).

Tabla 5. Resistencia del conductor ACSR 54/7, tres capas de aluminio en función de la corriente.

Corriente (A)	Densidad de Corriente (A/mm ²)	R _{CA} /R _{CD} por el efecto piel a 60 Hz	R _{CA} /R _{CD} por magnetización del núcleo	R _{CA} /R _{CD} total
200	0.38	1.025	1.007	1.032
400	0.76	1.025	1.013	1.038
600	1.15	1.025	1.018	1.044
800	1.52	1.025	1.022	1.048
1000	1.91	1.025	1.025	1.051

 Fuente: EPRI, *AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*, Third Edition, 2005.

El incremento en la resistencia de CA efectiva es aún mayor en conductores ACSR de una capa, tal como lo muestra la Tabla 6.

Tabla 6. Resistencia de conductor 6/1 #4/0 AWG ACSR, con una capa, en función de la corriente.

Corriente (A)	Densidad de Corriente (A/mm ²)	R _{CA} /R _{CD} por el efecto piel a 60 Hz	R _{CA} /R _{CD} por magnetización del núcleo	R _{CA} /R _{CD} Total a 75°C.
100	0.93	1.002	1.057	1.064
200	1.86	1.002	1.166	1.168
300	2.79	1.002	1.196	1.198
400	3.72	1.002	1.186	1.188

 Fuente: EPRI, *AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*, Third Edition, 2005.

Debe tenerse en mente que el incremento en la resistencia de CA debido al núcleo de acero depende tanto de las propiedades magnéticas de los alambres del núcleo como de las longitudes de las capas de los alambres de aluminio.

Hablando en términos prácticos, el núcleo de acero y las longitudes de las capas son seleccionados para asegurar suficiente fuerza y rigidez, y para asegurar características de manejo apropiadas del conductor compuesto durante los procesos de tensión de tendido. Como resultado, hay una gran variación en las propiedades de la longitud del tendido y magnéticas del acero entre los fabricantes y, por tanto, el impacto de la magnetización del núcleo no puede ser conocido exactamente. El fenómeno de magnetización del núcleo todavía está bajo investigación y sus efectos solo pueden ser determinados en forma aproximada.

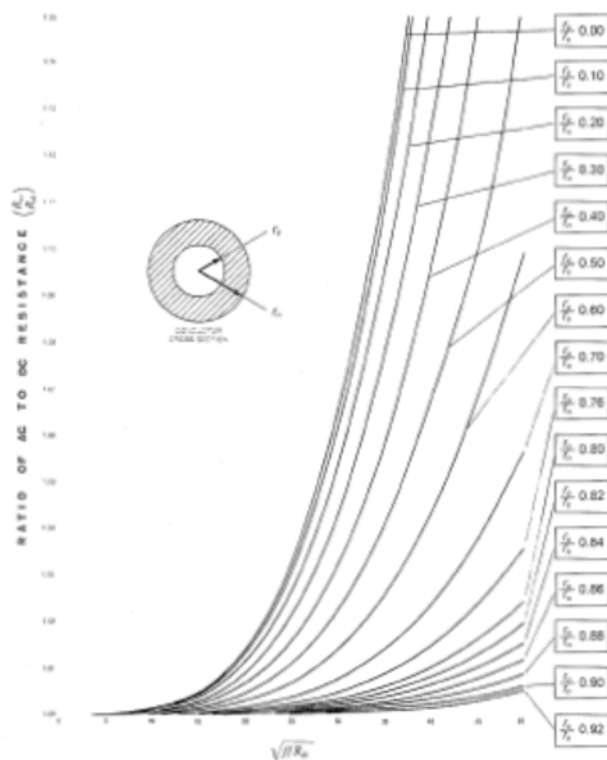


Figura 2. Curvas de efecto piel para conductores trenzados o sólidos.

Fuente: EPRI, *AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*, Third Edition, 2005.

1.6 Recocido de Conductores Trenzados de Aluminio

Normalmente, las líneas de transmisión aérea son diseñadas tal que la máxima tensión mecánica bajo cargas por vientos o hielo extremos no exceda un cierto porcentaje de la RBS del conductor. Una reducción significativa en la RBS puede resultar en una falla de tensión durante eventos subsecuentes de esta naturaleza. Para evitar esto, no se permite que conductores energizados operen a temperaturas altas durante periodos de tiempo largos tal que se reduzca su RBS por más de un 10% a través de su vida útil esperada.

Los estándares ASTM o IEC especifican la resistencia mínima a la tracción de alambres nuevos de cobre y aluminio, la cual, es el esfuerzo al que el alambre se rompe. A temperaturas arriba de 75°C, la resistencia mínima a la tracción decrece con el tiempo. Aun para exposiciones moderadamente largas a temperaturas tan grandes como 300°C, la resistencia a la tensión de alambres de acero galvanizado, revestidos con cobre o aluminio no se ve reducida (aunque el galvanizado puede deteriorarse). Una exposición extendida de conductores con un pequeño o sin reforzamiento de acero a temperaturas por arriba de 75°C puede resultar en fallas de la resistencia durante eventos fuertes de viento o hielo.

La Figura 3 muestra datos típicos de reducción de la resistencia a la tracción para un alambre de aluminio estirado en frío 1350-H19 “EC”. En general, la reducción de alambres de aluminio a temperaturas de menos de 90°C se puede considerar como imperceptible. A 100°C, la resistencia a la tracción es reducida un 10% después de 5000 horas, mientras que, a 125°C, la resistencia a la tracción es reducida 10% después de 250 horas.

Comparado con el cobre, el aluminio parece recocerse un poco más lentamente.

Para aplicar las curvas de la Figura 3, la reducción acumulada por exposiciones múltiples a la misma temperatura, se puede encontrar sumando todas las horas y calculando la resistencia residual. Sin embargo, para múltiples exposiciones a diferentes temperaturas, el proceso de cálculo es más complicado. Para determinar la reducción acumulada de resistencia, todas las exposiciones deben ser expresadas en tiempo equivalente a la temperatura mayor antes de efectuar la suma.

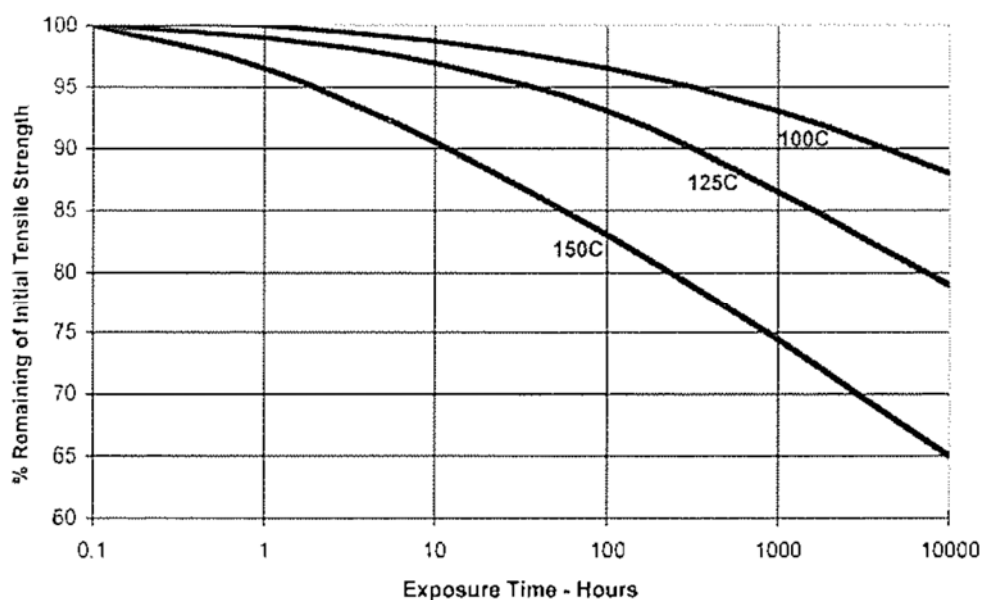


Figura 3. Recocido del alambre de aluminio estirado en frío 1350-H19.

Fuente: EPRI, *AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*, Third Edition, 2005.

Si el conductor trenzado de aluminio estirado en frío tiene una temperatura de 125°C por 1000 horas y, en un tiempo posterior, por 50 horas, entonces, la reducción de resistencia a la tracción puede ser calculada por 150 horas a 125°C. En referencia a la Figura 3, la resistencia remanente es aproximadamente del 91%. Si el mismo conductor es elevado a 125°C por 100 horas y, posteriormente, la temperatura se eleva a 150°C por 50 horas, entonces, los siguientes cálculos deben ser realizados: Nuevamente, en referencia a la Figura 3, la resistencia a la tracción remanente después de 100 horas a 125°C es aproximadamente 93%. Esto es equivalente a 3 horas a 150°C. Después de las siguientes 50 horas a 150°C, la resistencia a la tracción remanente es equivalente a 53 horas a 150°C, esto es, aproximadamente 85%.

Se ha observado que los conductores con un reforzamiento del núcleo de acero relativamente grande son menos susceptibles de sufrir deformaciones por el incremento de la temperatura. También, el proceso de fabricación es importante; por ejemplo, vea la Tabla 7. Por otra parte, en los últimos 40 años, los conductores trenzados de aluminio han sido fabricados con base al proceso Properzi.

Tabla 7. Reducción en la resistencia nominal a la tracción debida al recocido de alambres de aluminio como una función del tamaño del núcleo de acero como reforzamiento. Los tres conductores tienen una sección transversal en el aluminio de 400 mm².

Tipo de Conductor	(%) de Acero en la Sección Transversal Total del Conductor	(%) Resistencia Residual después de 1000 horas a 100°C	(%) Resistencia Residual después de 100 horas a 150°C	(%) Resistencia Residual después de 1000 horas a 150°C
Arbutus AAC	0	97.7	82.5	75.6
Tern ACSR	6.5 [Tipo 7]	100	91.1	86.4
Drake ACSR	14.0 [Tipo 16]	100	98.6	96.0

Fuente: EPRI, *AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*, Third Edition, 2005.

1.7 Cálculo de Flechas y Tensiones

1.7.1 Definiciones

Se llama vano en una línea eléctrica a la distancia entre apoyo y apoyo. A esta medida en metros se le denomina luz o claro.

Se denomina flecha a la distancia entre la línea recta que pasa por las puntas de sujeción de un conductor en dos apoyos consecutivos y el punto más bajo de este mismo conductor. La curva que provoca el cable se llama catenaria⁸. La Figura 4 ilustra estos conceptos.

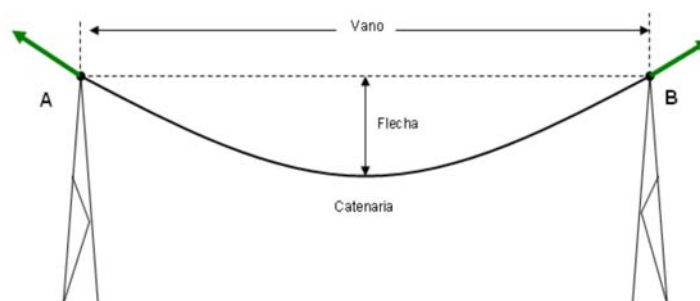


Figura 4. Conceptos de vano, flecha y catenaria.

Fuente: Mikel Núñez Santos, Proyecto de Ampliación de Faja de Seguridad de Arbolado de la Línea Eléctrica Aérea de Media Tensión a 13.2 kV, S.C. Bergara Elgeta, Universidad Pública de Navarra, España, Junio de 2014.

En el diseño y mantenimiento de líneas de transmisión, un aspecto fundamental es la seguridad de la población. No obstante que el diseño de las estructuras de soporte sea tal que permanezcan aún bajo condiciones climáticas extremas, la seguridad de una línea es esencialmente determinada por la posición relativa de los conductores energizados con respecto a las personas, edificios y vehículos. Entonces, un aspecto importante es mantener una distancia mínima a los objetos y personas cercanos, de modo que se debe limitar la flecha de los conductores energizados bajo condiciones de carga mecánica o temperatura altas.

⁸ Emmanuel Cruz Garrido, Julio César Mondragón, *Método para el Cálculo de la Catenaria de Líneas Aéreas en los Sistemas de Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica*, Tesis de Licenciatura en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Cd. México, Abril de 2013.

En adición al diseño de líneas de transmisión seguras, otras restricciones importantes son los campos eléctricos y magnéticos producidos, las cargas máximas en estructuras durante cargas mecánicas ocasionales de viento y de hielo, así como la temperatura máxima a la cual los conductores energizados pueden operar. La Figura 5 es un diagrama básico de espacio-flecha, el cual, ilustra cómo el espacio mínimo a tierra debe ser mantenido tanto para eventos de carga y temperatura altas a través del periodo de vida de líneas de transmisión nuevas y repotenciadas. Esta figura muestra el espaciamiento a tierra y las flechas de la línea bajo carga normal y alta de hielo/viento así como condiciones de temperatura altas para una flecha equivalente. Note que la suma del espacio mínimo de tierra, el *buffer*, y la flecha a temperatura máxima es la altura mínima especificada, la cual, determina la altura y espaciamiento de estructuras (torres). En un diseño detallado de líneas que tiene muchos vanos diferentes, esta clase de cálculos de espacio-flecha deben ser realizados para todos ellos.

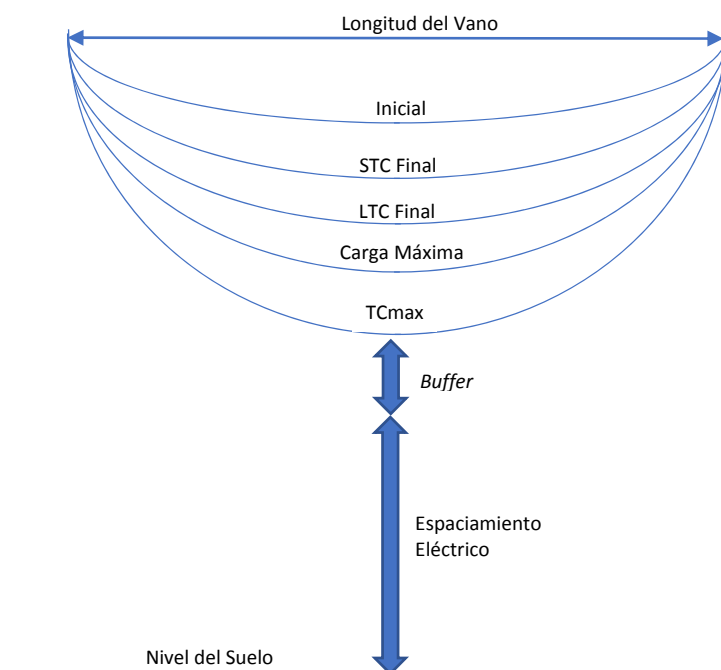


Figura 5. Diagrama de flechas para varias condiciones de carga y periodos de tiempo.

Fuente: EPRI, *AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*, Third Edition, 2005.

La definición de las etiquetas mostradas en la Figura 5 son las siguientes:

- **Inicial.** Es la flecha inicial del conductor instalado y no cargado (con hielo o viento). Típicamente, está a una temperatura del conductor de 10°C a 25°C. Este parámetro también es referido como “flecha de tendido equivalente.”
- **STC Final.** Es la flecha final del conductor a 15°C después de que un evento de hielo/viento ha ocurrido por un periodo de tiempo corto—comúnmente una hora. STC significa “elongación de tiempo corto” por sus siglas en inglés (*short-time creep*).
- **LTC Final.** Es la flecha final del conductor a 15°C después de un periodo extendido—comúnmente 10 años— donde el conductor simplemente persiste a una temperatura del orden de 15°C sin hielo o viento. LTC se refiere a “elongación de largo tiempo” por sus siglas en inglés (*long-time creeping*), aun cuando si eventos fuertes de hielo y viento nunca ocurran.

- **TC Max.** Es la flecha del conductor cuando su temperatura es la máxima para la cual la línea es diseñada — 50°C a 150°C. La flecha final a 15°C, previa a este evento de alta temperatura, es considerada como las flechas mayores STC Final y LTC Final.
- **Carga Máxima.** Es la flecha del conductor durante la carga máxima de hielo y viento a una temperatura reducida—de -18°C a 0°C. Note que la flecha previa a este evento es normalmente asumida ser la flecha inicial, y la flecha posterior a este evento es la flecha STC Final.

La figura anterior muestra el comportamiento típico de conductores de transmisión donde la flecha, bajo condiciones de viento y hielo, es menor que a la temperatura máxima. Para conductores pequeños experimentando este tipo de eventos, este comportamiento puede no cumplirse. Este diagrama ilustra la naturaleza de secuencias de los cálculos tradicionales de tensión flecha. La posición actual de la flecha del conductor en cualquier momento de la vida de la línea depende de su historia de carga mecánica y eléctrica. Si el evento de alta carga es más severo o persiste por periodo de tiempo más largo que el que fue utilizado para determinar la condición de Carga Máxima, entonces, la flecha correspondiente a Carga Máxima y el incremento de flecha serán mayores. El uso de *buffers* es requerido debido a la presencia de tales incertidumbres.

Para conductores de transmisión hechos principalmente de alambres de aluminio bajo tensión, la flecha nunca deja de incrementarse tanto con el tiempo como con eventos de alta carga a través de la vida de la línea. Es decir, la flecha a una temperatura dada de conductor (por ejemplo, 15.5°C) se incrementa continuamente a través de los años después de su construcción. Sin embargo, con tensiones de conductor ligeramente altas o bajas (15% y 50% de tensión nominal), la relación de cambio en la flecha con cada una de estos eventos decrece a través de la vida de la línea. Por tanto, si un evento fuerte de hielo ocurre 10 años después de la instalación, el incremento en la flecha es mucho menor que si ocurriera en los primeros seis meses después de la construcción. Similarmente, bajo condiciones de baja carga diarias, la relación de cambio en la flecha decrecerá con el tiempo.

El cálculo de flechas y tensiones en cables para diversas condiciones de carga y temperatura es de principal importancia en el diseño de líneas de transmisión y estructuras de subestaciones, ya que proporciona todos los datos necesarios para preparar plantillas, a fin de localizar las estructuras de soporte y tablas para el tendido inicial, así como para el diseño de estructuras⁹.

Existen métodos manuales para estos cálculos, basados en la suposición de que la curva descrita por el cable es una parábola. Sin embargo, por la gran diversidad de claros, temperaturas, condiciones de carga y materiales que pueden ser incluidos, resulta prácticamente obligatorio utilizar programas de computadora para realizar tales cálculos.

En general, las condiciones de diseño deben considerar factores como los siguientes, por mencionar los más comunes, siempre incluyendo el peso propio de los conductores:

- a) Temperatura ambiente mínima promedio sin presión del viento, para revisar libramiento vertical en cruces con otras líneas.
- b) Temperatura ambiente mínima promedio con velocidad de viento reducida y hielo para revisar tensiones máximas en los cables, solamente en casos donde se tenga evidencia confiable de la aparición periódica de cargas debidas a la acumulación de hielo sobre los cables. La carga de

⁹ Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas, *Cálculo de flechas y tensiones con el Programa SAGSEC*, Versión 4.08 de *Power Line System*, sin fecha.

hielo se refiere al peso de los cables cuando se les acumula una capa de hielo de 3.5 mm de espesor y peso específico de 900 kg/m^3 , considerando que el viento actúa con una velocidad reducida igual a la mitad de la velocidad media.

- c) Temperatura ambiente media sin presión de viento, para revisar tensiones en los cables para la condición normal de servicio.
- d) Temperatura ambiente máxima anual sin presión de viento, para revisar libramientos respecto al terreno.

Cuando se considere necesario revisar alguna otra condición de diseño, esta deberá ser adicional a las anteriores. Por ejemplo, se debe considerar dos velocidades de viento para diseño:

- Velocidad máxima con periodo de retorno de 200 años.
- Velocidad media con periodo de retorno de 10 años.

1.7.2 Fenómeno de fluencia lenta (*creep*)

Es la deformación permanente que sufren algunos metales (aluminio en el caso de líneas de transmisión) cuando son sometidos a esfuerzos a lo largo del tiempo. Este fenómeno no debe confundirse con los cambios de longitud que sufre el cable por la variación diaria de la temperatura. Esta es la razón por la que los frascos plásticos y de vidrio tienen una concavidad. Si no la tuvieran, se deformarían con el tiempo y no podrían mantenerse parados.

Las curvas del “*creep*” son iguales para todos los conductores de un mismo tipo, como ACSR, AAAC, etc., siempre que tengan la misma composición (Ej: 26/7)

En los conductores ACSR, al principio el aluminio comparte la tensión con el acero, o sea, la tensión total del cable es la suma de los esfuerzos del aluminio más el acero, multiplicados cada uno por el área de cada material.

Al producirse con el tiempo el fenómeno del *creep*, se reduce el esfuerzo del aluminio y la tensión total del cable baja, pero la tensión del acero se mantiene prácticamente igual y casi no se deforma. Esto ocurre hasta que, después de unos 10 años, se alcanza prácticamente el 100% del *creep* en el aluminio, teniendo el acero la principal contribución a la tensión total del conductor.

Esto se puede ver de la siguiente manera: si se tensa el conductor compuesto, se requiere de una fuerza mayor que si se halara únicamente el alma de acero para obtener la misma elongación del cable. Esta diferencia es la contribución del aluminio.

Al estirarse el cable debido a la acción que el *creep* provoca con el tiempo se produce una disminución de la tensión y por lo tanto de los claros a tierra. El estiramiento provocado por el *creep* tiene un comportamiento logarítmico. Durante los primeros 5 días después de tendido un conductor, la elongación es del orden del 25% del total de la deformación que tendrá el cable en 10 años. A los 6 meses un 50%. Por ello, es un fenómeno de gran importancia que debe ser tomado en cuenta durante la construcción.

Si el cable se tiende y no se flecha rápidamente, las flechas que se tienen para el flechado no corresponden a las de diseño. Normalmente, se considera en los cálculos que el grapado del conductor va a ocurrir dentro de las 48 horas posteriores al flechado.

La primera forma de corregir el *creep* es aumentar el valor de las flechas del conductor, de acuerdo al tiempo que ha permanecido en poleas, en forma porcentual a la diferencia entre los valores de las flechas iniciales en el tiempo cero y las flechas finales después de 10 años.

1.8 Límite Térmico (Ampacidad) de Conductores

Los conductores de líneas de transmisión aérea transportan corrientes relativamente altas y son autosoportados y energizados a voltajes altos. Conforme el flujo de corriente se incrementa, la temperatura del conductor aumenta y, por tanto, este se alarga. Este incremento de elongación incrementa la flecha del conductor entre los puntos de soporte, decreciendo el espacio eléctrico con la población, el suelo, otros conductores, edificios y vehículos bajo la línea. Más allá de una flecha máxima permitida, la línea puede tener un arqueado resultando en una falla de suministro o daños a instalaciones o personas. Si la temperatura del conductor permanece alta por un periodo de tiempo considerable de tiempo, la resistencia a la tracción del conductor y conectores tensionados puede decrecer, resultando en una falla mecánica durante la siguiente ocurrencia de carga alta de hielo o viento.

1.9 Máxima Temperatura del Conductor

Los conductores de transmisión modernos son típicamente trenzados con alambres de aluminio con un núcleo de acero agregado cuando se requiere incrementar su resistencia mecánica. El límite de temperatura en todos los conductores ACSR está basado en la flecha máxima o la pérdida máxima de resistencia a la tracción en el aluminio. Límites de temperatura para conductores ACSR comunes pueden ir de 50°C a 150°C. Este límite es usualmente seleccionado en el momento en que la línea es diseñada. Entre mayor sea la temperatura máxima, mayor es la capacidad térmica de la línea, mayor la máxima flecha del conductor, así como más grandes serán las estructuras (o más cercanas) requeridas para mantener el espacio eléctrico a tierra (claro del suelo).

Si las temperaturas de conductores de cobre y aluminio permanecen altas (arriba de 95°C) por un periodo de tiempo extendido, la resistencia a la tracción de los conductores y conectores tensionados puede decrecer, lo cual, eventualmente, resulta en fallas mecánicas durante la siguiente ocurrencia de viento o hielo fuertes. Generalmente, estas incursiones son mantenidas durante periodos de tiempo cortos si las temperaturas de los conductores son altas (por ejemplo, cuatro horas máximo a 115°C y 15 minutos a 125°C).

Tradicionalmente, las empresas eléctricas utilizan condiciones climáticas fijas del “peor caso” a fin de calcular límites (estáticos) utilizando métodos de balance de calor (IEEE 738). El impacto de cambios en estos parámetros climáticos sobre el límite térmico depende de cada situación específica. Considere una línea área con un conductor ACSR de 795 MCM (kcmil) (402 mm² de aluminio), 26/7, “Drake”, cuyo límite estático está basado en la temperatura máxima permisible del conductor 100°C con una temperatura del aire de 40°C, sol de verano pleno, y una velocidad del viento soplando perpendicularmente al eje del conductor de 2 ft/s. Bajo estas condiciones, la ampacidad máxima estática es 1000 A (1 kA).

Claramente, si la corriente en este conductor es 1 kA con las condiciones climáticas supuestas, la temperatura del conductor es 100°C. La Tabla 8 presenta la forma en que la temperatura del conductor “Drake” descrito arriba es afectada por pequeños cambios en las condiciones climáticas.

Por ejemplo, la temperatura del conductor disminuye a 92°C si no hay calentamiento solar. Además, la tabla muestra cómo el límite térmico (esto es, la corriente que lleva al conductor a una temperatura de 100°C) cambia con pequeños cambios en el clima.

Tabla 8. Temperatura y límite de ampacidad del conductor “Drake” con las condiciones climáticas.

Cambio en Condiciones Climáticas Supuestas	Ampacidad de la Línea a 100°C (A)	Temperatura del Conductor a 1000 A (°C)
Ninguno	1000	100
Temp. Aire = 39°C	1010	99
Sin Sol	1070	92
Vel. Viento 3 ft/s.	1090	90
Viento Paralelo	750	133

Fuente: EPRI, *AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*, Third Edition, 2005.

La temperatura de diseño de una línea es la máxima temperatura permisible del conductor. Como se mencionó anteriormente, para ACSR convencionales, varía de 50°C a 150°C. El impacto de cambios de esta temperatura máxima de diseño sobre los nominales térmicos de la línea depende de la situación específica, pero se puede hacer algunas observaciones.

Hasta los años 1970s, el *National Electric Safe Code* (NESC) sugirió que los claros mínimos debían satisfacerse a temperaturas de conductor de hasta 49°C. La capacidad térmica de la línea era calculada normalmente por los fabricantes de conductores para una temperatura del conductor de 75°C, la cual, es segura para evitar problemas de deformación (*annealing*) con el aluminio y el cobre.

En esos mismos años, el NESC cambió y estableció que los claros eléctricos debían cumplirse a “la máxima temperatura del conductor para la cual la línea es diseñada para operar, pero mayor a 50°C, sin desplazamiento de viento”. Por lo tanto, la máxima temperatura permisible en el conductor utilizada en los cálculos de los nominales de la línea puede variar de 50°C a 200°C de acuerdo con el claro de suelo disponible y debe ser consistente con aspectos acerca de la pérdida de resistencia a la tracción a temperaturas arriba de 90°C.

Sin embargo, debido a las temperaturas que prevalecen en América Central, puede ser adecuado considerar la información que actualmente ofrecen los fabricantes de conductores, quienes establecen los nominales tomando en cuenta una capacidad de corriente de conductores desnudos ACSR al aire libre, con base a una temperatura ambiente de 25°C y del conductor a 75°C debida a la corriente¹⁰, velocidad del viento 0.6 m/s (2 ft/s), mientras que para los conductores ACAR, la temperatura del conductor es 75°C, y una emisividad del conductor de 0.5, con 0.6 m/s, y considerando una radiación solar de 1000 W/m² a nivel del mar¹¹.

1.10 Límite Térmico Transitorio

La necesidad de incrementar la capacidad térmica de líneas de transmisión aérea usualmente es manejada por incrementos ocasionales en la carga, después de la ocurrencia de ciertas contingencias. Por ejemplo, una línea de alto voltaje pudiera alcanzar niveles altos de corriente después de la pérdida de una línea de extra alto voltaje o de algún equipo crítico. Debido a que

¹⁰ Paul M. Anderson, *Analysis of Faulted Power Systems*, Iowa Press University, 1973.

¹¹ PROCABLES, S.A. de C.I.

estas ocasiones de alta carga ocurren esporádicamente y persisten durante periodos de tiempo cortos, normalmente es útil considerar los límites térmicos transitorios en líneas de transmisión¹.

La temperatura de un conductor de potencia está cambiando constantemente, en respuesta a variaciones en la corriente eléctrica y el clima. Sin embargo, con respecto a los cálculos de nominales transitorios, los parámetros del clima (dirección y velocidad del viento, temperatura ambiente, etc.) son asumidos que permanecen constantes, y cualquier cambio en la corriente eléctrica es limitada a un cambio en magnitud de una corriente inicial, I_i , a una corriente final, I_f , como se ilustra en la Figura 6.

Inmediatamente después de un cambio de corriente, la temperatura del conductor no cambia, pero la relación de generación de calor debida a las pérdidas óhmicas aumenta repentinamente. Entonces, el exceso de calor lleva al conductor a una temperatura mayor.

Conforme pasa el tiempo, la temperatura del conductor se incrementa, causando pérdidas mayores por calor, debido a la convección y radiación y una generación óhmica de calor ligeramente mayor causada por el incremento en la resistencia. Después de que transcurre un periodo de tiempo, la temperatura del conductor se aproxima a su temperatura de estado estable, T_f .

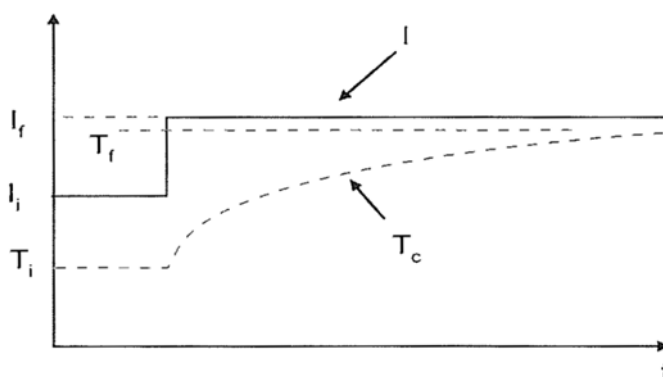


Figura 6. Respuesta de la temperatura de un conductor desnudo a un cambio de corriente.

Fuente: EPRI, *AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*, Third Edition, 2005.

El límite térmico transitorio de una línea de transmisión aérea es dependiente de la duración de la corriente elevada, la temperatura máxima permitida al conductor y de la temperatura de inicio del conductor. Por ejemplo, con el conductor ACSR “Drake” 795 MCM, el límite térmico para varias duraciones, temperaturas máximas y temperaturas de inicio son mostradas en la Tabla 9.

La ventaja de utilizar límites térmicos transitorios es que la línea puede ser cargada por arriba de su valor máximo continuo, sin violar las restricciones del claro de flecha o el templado de materiales. La desventaja es que la carga debe ser reducida al nivel de carga continuo o por debajo de este, dentro de un periodo de tiempo relativamente corto (de 15 a 30 minutos).

Tabla 9. Nominales transitorios versus duración de la condición.

Duración de Condición (Minutos)	Temperatura Máxima (°C)	Temperatura Inicial (°C)	Nominal (A)
Continua	100	N/A	1040
60	100	50	1045
30	100	50	1090 (+4.8%)
15	100	50	1230 (+18.3%)
15	100	75	1135 (+9.1%)

 Fuente: EPRI, *AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*, Third Edition, 2005.

1.11 Análisis de las Pérdidas por Flujo de Corriente

El objetivo de este análisis es verificar el cumplimiento establecido en los parámetros de diseño, donde se establece que el límite máximo de pérdidas por el efecto Joule, calculado para un valor de potencia de salida igual a la capacidad de transmisión en operación normal, con un factor de potencia unitario y un nivel de voltaje en el nodo de recepción igual a 1.0 p.u.

La generación de calor producido por el paso de corriente eléctrica en los conductores aéreos desnudos es uno de los parámetros importantes a considerar durante el diseño y operación de las líneas de transmisión. La temperatura se incrementa, como consecuencia del calor generado, tiende a expandir al conductor y a estirarlo, lo cual, resulta en una mayor flecha que podría ocasionar riesgos de operación. Adicionalmente, a los cambios en las propiedades físicas del cable causadas por altas temperaturas, las consecuencias económicas asociadas con las pérdidas por calentamiento, se traduce en pérdidas de energía, debidas al efecto Joule, esto es, al paso de la corriente a través de un conductor que tiene una cierta resistencia eléctrica.

Con el objeto de calcular las pérdidas más próximas a las máximas, se utiliza la capacidad máxima de la línea de transmisión y con el valor de resistencia a la temperatura más alta de operación. La ecuación resultante es la siguiente¹²:

$$P_L(\%) = 100 \left(\frac{P_{nom}}{V_{nom}} \right)^2 \left(\frac{R}{P_{nom}} \right) \quad (6)$$

Donde:

P_{nom} = Capacidad nominal de la línea (MVA).

V_{nom} = Voltaje nominal de la línea (kV).

R = Resistencia total de la línea por fase, a la temperatura máxima.

La ecuación anterior, se puede escribir también como:

$$P_L(\%) = 100 \left(\frac{P_{nom}}{V_{nom}} \right)^2 \left(\frac{R}{P_{nom}} \right) (D) \quad (7)$$

¹² Wilmer Percca Paitán, *Selección de Conductores para Líneas de Transmisión en 500 kV*, Tesis para Optar por el Título Profesional de Ingeniero Electricista, Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Lima, Perú, 2013.

Donde R es la resistencia de la línea por fase, a la temperatura máxima, en Ω/km , y D es la distancia en km. Esta ecuación puede ser más útil, debido a que normalmente la resistencia está dada en estas unidades de Ω/km o en Ω/milla , en cuyo caso D debe ser convertida a millas. Note, además, que las pérdidas se incrementan proporcionalmente con la longitud, lo cual, es un factor importante cuando se diseña líneas de transmisión.

La Tabla 10 presenta los resultados de las pérdidas obtenidas para varios conductores tipo ACAR, considerando una capacidad nominal de 700 MVA, un voltaje nominal de 500 kV, y un valor de resistencia a 75°C, para tres y cuatro conductores por fase.

Tabla 10. Cálculo de pérdidas por efecto Joule para una línea de 500 kV, con conductor tipo ACAR.

Calibre (MCM)	Diámetro (cm)	Strands	Resistencia a 75°C (Ω/km)	Pérdidas Máximas, cuatro conductores/fase (%)	Pérdidas Máximas, tres conductores/fase (%)
600	2.263	18/19	0.1241	3.2	4.3
650	2.357	18/19	0.1148	3.0	4.0
700	2.445	18/19	0.1067	2.8	3.7
750	2.532	18/19	0.0997	2.6	3.5
800	2.614	18/19	0.0937	2.4	3.3
850	2.695	18/19	0.0883	2.3	3.1
900	2.774	18/19	0.0834	2.2	2.9
950	2.848	18/19	0.0793	2.1	2.8
1000	2.923	18/19	0.0755	2.0	2.6
1100	3.065	18/19	0.0689	1.8	2.4
1200	3.202	18/19	0.0633	1.6	2.2
1250	3.270	18/19	0.0566	1.5	2.0
1300	3.332	18/19	0.0589	1.5	2.0
1400	3.463	33/28	0.0545	1.4	1.9
1500	3.585	33/28	0.0511	1.3	1.8

Fuente: Wilmer Percca Paitán, *Selección de Conductores para Líneas de Transmisión en 500 kV*, Tesis para Optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista, Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Lima, Perú, 2013.

De la tabla anterior, si se considera un valor máximo de pérdidas de 3% por efecto Joule, para el caso de cuatro conductores por fase, el calibre mínimo admisible es 650 MCM, mientras que, para cuando solo se tiene tres conductores por fase, el calibre mínimo ser 900 MCM.

1.12 Análisis del Efecto Corona

El efecto corona se manifiesta cuando ocurre la ionización del aire en las cercanías inmediatas de los conductores, la cual, se produce principalmente por la intensidad del campo eléctrico superficial en los mismos conductores, y se ve acentuado por la humedad relativa (sobre todo en condiciones de lluvia) y el estado de superficie de los conductores, entre otros. El efecto de esta ionización se manifiesta de diversas formas, las más comunes corresponden al ruido audible (acústico), luminosidad, generación de gases (ozono principalmente) y ruido en radiofrecuencias¹².

La descarga corona corresponde a una descarga parcial en un gas, localizada en una zona limitada del espacio y que no implica la pérdida completa de las propiedades aislantes del gas, sino que el

resto del gas conserva sus propiedades dieléctricas originales. Se presenta en campos no uniformes, en zonas con grandes intensidades de campo, o cuando la dimensión de los electrodos es mucho menor que la distancia que los separa.

Cuando el campo eléctrico o gradiente de potencial alcanza la “rigidez dieléctrica del aire” (aproximadamente 29.8 kV/cm a presión atmosférica normal), el aire se ioniza, se hace conductor y se produce una descarga local. Este fenómeno va acompañado de un aura luminosa de la cual proviene su nombre. Además, se producen pérdidas de energía, un zumbido fácilmente perceptible y ruido sobre señales de radio y televisión en las cercanías de la zona donde se localiza el fenómeno corona. También, se produce ozono y, en presencia de humedad, ácido nitroso, el cual causa corrosión en los conductores cuando el fenómeno es intenso.

Las pérdidas por corona ocurren en los conductores de líneas de transmisión cuando el gradiente de voltaje (superficial) cerca del conductor excede el gradiente de potencial del aire¹¹, el cual, es de 21.1 kV/cm en valores rms (29.8/1.4142), donde el voltaje es medido entre fase y neutro o tierra¹³. El efecto corona incide en el proyecto de una línea de transmisión en dos aspectos fundamentales:

- Pérdidas de potencia en mal tiempo.
- Perturbaciones a las comunicaciones y transmisiones de radio.

Resultados de estudios abarcan cantidades grandes de datos estadísticos sobre pérdidas por corona como función de la geometría del conductor, gradientes del conductor, voltajes y condiciones meteorológicas a las cuales están sujetas las líneas. Se ha encontrado, por ejemplo que las pérdidas por corona en una línea de EHV pueden fluctuar de algunos kW/km/fase en buen tiempo, así como varios cientos de kW/km/fase en lluvia o nieve. El promedio de pérdidas por corona es solamente una porción pequeña de las pérdidas Joule, pero se ha visto que es conveniente considerarlas¹¹.

Las pérdidas de energía son debidas al efecto Joule y al efecto corona, ligadas respectivamente a la corriente y al voltaje aplicado. Ambas pérdidas se reducen aumentando el diámetro del conductor, lo cual, implica un aumento de sección transversal, e incrementos en los costos de las instalaciones, por lo que no es posible reducir pérdidas y simultáneamente reducir el costo de la obra. Por tanto, la selección del conductor es el componente que justifica la existencia de la línea y su elección acertada es la decisión más importante en la fase de diseño de una línea de transmisión.

Por otra parte, las perturbaciones a las comunicaciones y transmisiones de radio son más importantes en líneas EHV.

Como ya se mencionó anteriormente, el efecto corona se produce cuando el campo eléctrico (o gradiente de potencial) supera un cierto umbral. El umbral está dado por condiciones del aire como presión y humedad¹¹.

El gradiente de potencial crítico varía con las siguientes condiciones:

¹³ Juan Pablo Romero Herrera, Guía Práctica para el Diseño y Proyecto de Líneas de Transmisión de Alta Tensión en Chile, Memoria para Optar al Título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile, Abril 2010.

- Humedad del Aire: mayor humedad en el ambiente favorece la formación de efecto corona.
- Densidad relativa del aire: cuanto menor sea la densidad relativa del aire, más favorable es para la formación de efecto corona. La densidad relativa, a su vez, aumenta con la presión atmosférica y disminuye con la temperatura.
- Suciedad de los Conductores: al depositarse suciedad sobre conductores y/o gotas de agua en condiciones de lluvia, por efecto de puntas se producen concentraciones de cargas lo cual provoca un gran aumento local del gradiente de potencial.

Estos factores determinan un gradiente crítico, de manera que si el gradiente de potencial de la línea es mayor que el valor del gradiente crítico, entonces, se producirá el efecto corona. Inicialmente, el efecto corona es imperceptible al ojo humano, aunque se puede estar produciendo. Este efecto provoca ruido acústico, calor, gas ozono, emisión de luz y vibraciones mecánicas, lo cual, conlleva a un gasto de energía y, por tanto, a una pérdida de energía del sistema de transmisión.

Deberá verificarse que el valor máximo del gradiente superficial en los conductores no supere los valores de gradiente críticos siguientes¹⁴:

- 16 kVrms/cm, en regiones costa con altitudes hasta 1 000 msnm.
- 18.5 kVrms/cm, en región selva con altitudes hasta 1 000 msnm.
- 18.5 kVrms/cm, en zonas con altitud mayor a 1 000 msnm. Este valor está referido al nivel del mar por lo que deberá corregirse por altitud (ver Tabla 11).

Los criterios anteriores son aplicados al diseño de líneas de transmisión para operar niveles de tensión desde 138 kV hasta 500 kV.

Las pérdidas por efecto corona, puesto que cambian drásticamente con factores climáticos, son calculadas considerando condiciones climáticas de buen tiempo y de mal tiempo¹².

Tabla 11. Cuadro de gradientes máximos permitidos según la altitud.

GRADIENTE MÁXIMO PERMITIDO				
Altura (msnm)	1000	3000	4000	4450
Densidad Relativa	0.90	0.73	0.66	0.63
Gradiente según Norma (kV/cm)	16.00	18.50	18.50	18.50
Gradiente Permitido (kV/cm)	14.40	13.51	12.21	11.66
Distancia Horizontal entre Conductores de Fases (m)	13	14	14	15

Fuente: Wilmer Percca Paitán, *Selección de Conductores para Líneas de Transmisión en 500 kV*, Tesis para Optar por el Título Profesional de Ingeniero Electricista, Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Lima, Perú, 2013.

¹⁴ OSINERGMIN, *Procedimiento No. 20: Ingreso, Modificación de Retiro de Instalaciones en el SEIN, Anexo 1.1.3. Criterios de diseño de Líneas de Transmisión*, Perú, 14 de marzo de 2013.

2. SELECCIÓN DE CONDUCTORES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

2.1 Tipos de Conductores

En la actualidad, prácticamente todas las líneas de transmisión de alta tensión son construidas utilizando conductores de aluminio y sus aleaciones. Este uso masivo del aluminio como conductor eléctrico se remonta desde la Segunda Guerra Mundial, en que la escasez de cobre llevó a buscar sustitutos. En efecto, su buena conductividad eléctrica, junto con una excelente relación peso entre diámetro (en comparación con el cobre), y su bajo costo en relación a los mejores conductores eléctricos tales como la plata y el cobre, han llevado a un uso universal del aluminio como conductor para la transmisión de energía en grandes cantidades¹².

En la industria de conductores de aluminio para líneas de transmisión, es posible encontrar cuatro grandes grupos, que son los más utilizados comercialmente:

- *All Aluminum Conductor (AAC)*
- *Aluminum Conductor Steel Reinforced (ACSR)*
- *All Aluminum Alloy Conductor (AAAC)*
- *Aluminum Conductor Alloy Reinforced (ACAR)*

A continuación, se presentan algunas características generales de estos tipos de conductores, las cuales, son complementarias a las descripciones presentadas anteriormente¹².

2.1.1 Conductor Tipo AAC

Este tipo de conductor está compuesto de alambres cableados (trenzados) helicoidalmente, hechos de un aluminio clasificado como 1350-H19 (ver Tabla 3), con alta presencia de aluminio puro, lo que le da una gran conductividad eléctrica (61.2% I.A.C.S.). El aluminio tiene gran afinidad con el oxígeno y, en presencia del aire, rápidamente adquiere una película de óxido delgada, resistente y transparente, la cual, posee altas propiedades dieléctricas, y es químicamente estable y resistente a la corrosión (salvo en presencia de ciertos ácidos y álcalis muy específicos).

Uno de los inconvenientes de este material, es que la resistencia máxima a la tracción no es muy alta, siendo además un material bastante deformable, cuestión que se traduce en una mayor flecha de conductor a igualdad de vanos, en comparación con los otros conductores.

2.1.2 Conductor Tipo ACSR

Este tipo consiste básicamente en alambres de conductor AAC ubicados alrededor de un núcleo de acero galvanizado compuesto por un alambre o de un cableado helicoidal de una o varias capas de acero galvanizado. La ventaja de esta disposición, es que se obtiene altas capacidades de resistencia a la tracción, aunque su conductividad eléctrica es ligeramente menor, ya que se asume que el acero no contribuye a la conducción.

La relación entre las áreas transversales del aluminio y el acero, pueden ser variada para lograr diferentes resistencias a la tracción, simplemente variando el área del núcleo de acero.

Este tipo de conductor es ideal para líneas donde se requiere obtener una excelente relación de tracción entre peso, y es muy adecuado donde las condiciones climáticas por las que se desarrolla la línea, impliquen grandes esfuerzos mecánicos sobre los conductores. Es posible utilizarlo en zonas con ambiente seco y no contaminado y, también, en lugares no contaminados con lluvias frecuentes. En ambientes corrosivos (cerca del mar, o industrias contaminantes), es posible usar este tipo de conductores siempre que el núcleo de acero sea recubierto de una capa de grasa protectora. Sin embargo, la experiencia demuestra que muchas veces las condiciones ambientales pueden también afectar el recubrimiento de grasa, significando que la corrosión afecta, finalmente, al núcleo de acero y, en consecuencia, el cable comienza a cortarse. Por lo anterior, la mayoría de veces, es preferible no utilizar este tipo de conductor en ambientes corrosivos o cercanos al mar.

2.1.3 Conductor Tipo AAAC

Una opción de combinar una alta resistencia mecánica con una conductividad eléctrica adecuada, se puede obtener a través de los conductores tipo AAAC, los cuales, están constituidos de alambres de una aleación de aluminio denominada 6201-T81. Los conductores compuestos por este tipo de aleación son tratados térmicamente; tiene una menor conductividad (52,5% IACS) que los conductores de AAC, pero una capacidad mecánica mayor que estos.

El concepto de este tipo de conductores proviene de la necesidad de disponer de un conductor apto para líneas de transmisión, con alta resistencia a la tracción, pero sin un núcleo de acero. La resistencia eléctrica DC a 20°C de los conductores de aleación de aluminio 6201-T81 es muy similar a la de los conductores tipo ACSR del mismo calibre, con la ventaja de que las aleaciones de aluminio son más resistentes a los ambientes corrosivos que los conductores ACSR, y sin necesidad de aplicarles materiales aditivos tales como grasas u otros.

2.1.4 Conductor Tipo ACAR

Los conductores tipo ACAR básicamente consisten en alambres de aluminio AAC (1350-H19) trenzadas helicoidalmente sobre un núcleo compuesto por alambres de aleación de aluminio 6201-T81. Es decir, en este conductor se combina conductividad de los conductores AAC, con la resistencia mecánica (a la tracción) de los AAAC.

La excelente resistencia a la corrosión, los hace especialmente adecuados para el servicio en ambientes industriales y marítimos muy severos (en los cuales no puede esperarse el buen servicio de los conductores ACSR) ya que, siendo los materiales homogéneos, queda eliminada la posibilidad de corrosión galvánica.

2.2 Selección Técnica del Tipo de Conductor

Desde el punto de vista técnico, las consideraciones más importantes para la selección del material del conductor son las siguientes: resistencia a tracción del conductor y características del parámetro de la catenaria para la condición de temperatura máxima.

Con respecto a la resistencia mecánica del conductor se toma en cuenta el esfuerzo de rotura de cada tipo de material, que presentan los siguientes valores:

- AAC: 18.5 kg/mm².
- ACAR: 22.5 kg/mm².
- AAAC: 29.5 kg/mm².
- ACSR: 30.0 kg/mm².

Los tensados EDS¹⁵ para cada tipo de material son los utilizados frecuentemente y están de acuerdo a norma alemana, donde, para cada tipo de conductor en estudio, se estiman los siguientes valores:

- Los conductores de aleación de aluminio tipo AAAC normalmente utilizan un tensado EDS final del 18 al 20 % de su tensión de ruptura.
- Los conductores tipo ACAR normalmente utilizan un tensado EDS final entre 16 al 18% de su tensión de ruptura.
- Los conductores tipo ACSR normalmente utilizan un tensado EDS final igual o mayor a 20% de su tensión de ruptura.

En caso de utilizar ACAR, este tipo de conductor presenta un menor tensado, lo que se refleja en menores costos de estructuras y fundaciones; sin embargo, implica tener mayores flechas y, por tanto, vanos de menor longitud, con el consiguiente incremento del número de estructuras.

En la zona costera predomina la contaminación salina, en donde el conductor tipo ACAR presenta un buen comportamiento eléctrico y mecánico de acuerdo a proyectos de líneas de transmisión existentes en Perú¹².

En ese mismo país, el Código Nacional de Electricidad de Suministro 2011 establece la zona de carga A2 para altitudes mayores a 4,000 msnm con presencia de cargas mecánicas fuertes, en la cual, será necesario considerar el uso de conductores ACSR o AAAC cuya característica principal es una resistencia a la tracción nominal elevada. Sin embargo, entre estos dos tipos de conductores, el AAAC tiene un peso menor, de modo que pudiera ser una mejor opción, ya que esta cualidad le permite soportar cargas elevadas de viento y hielo, además de que el conductor AAAC utiliza un tensado EDS al 18% de la resistencia a la tracción, mientras que el ACSR utiliza un tensado EDS al 20% de resistencia a la tracción, lo cual, permite que las estructuras estén sujetas a menores esfuerzos mecánicos.

Los perfiles longitudinales de los tramos de terrenos en la ubicación de estructuras son normalmente planos en las zonas costeras y ondulados en zonas de la sierra; esta característica permite la utilización del conductor tipo ACAR, pero solo hasta 4,000 msnm, ya que las catenarias con tensados ligeros se acomodan mejor en terrenos ondulados, lo que disminuye la ventaja prevista para conductores de tensados fuertes como los ACSR y AAAC.

¹⁵ Los fenómenos vibratorios en conductores de líneas aéreas fueron estudiados en los años 1960, poniéndose de manifiesto que cuanto más elevada sea la tensión mecánica de un conductor, mayor será la probabilidad de que se produzcan vibraciones, esto es, que estas dependan básicamente del estado tensional de tracción del conductor y, en menor grado, de sus características y composición, de ahí la conveniencia de mantener dicha tensión dentro de ciertos límites para eludir en lo posible averías por vibraciones, es decir, ruptura de alambres del conductor. Así se llegó al concepto llamado "tensión de cada día" (*Every Day Stress*—EDS, por sus siglas en inglés), y se define como la tensión a que esté sometido un cable la mayor parte del tiempo correspondiente a la temperatura media o temperaturas próximas a ella, y considerando el cable sin sobrecarga.

Referencia: Jorge Moreno Mohino, Fernando Garnacho Vecino, Pascual Simón Comín, José Rodríguez Herrerías, *Reglamento de Líneas de Alta Tensión y sus Fundamentos Técnicos*, Unión Fenosa Distribución, Ediciones Paraninfo, España 2010.

De acuerdo con lo anterior, se recomienda la utilización del conductor tipo ACAR para niveles de hasta 4,000 msnm, puesto que se adapta adecuadamente a las condiciones de terreno con perfil ondulado y en zonas costeras por su resistencia a la contaminación salina. Para altitudes mayores a los 4,000 msnm se recomienda usar los conductores AAAC.

2.3 Selección Económica de Conductores

Además de las características técnicas de los conductores, un aspecto importante es su costo, con el fin de evaluar la selección del conductor. A continuación, se presentan los precios unitarios promedio de las importaciones realizadas para líneas de transmisión en el Perú, para el año 2013¹²:

ACAR: 4.457 USD\$/kg.

AAAC: 4.113 USD\$/kg.

ACSR: 3.233 USD\$/kg.

Observando estos precios, obviamente el conductor tipo ACSR resulta más económico, pero, debido a su mayor peso, las estructuras para soportarlo deben ser más robustas y, por tanto, más costosas. Entonces, a fin de tomar una decisión integral que refleje la opción más económica y eficiente, se debe considerar todos los factores que se han venido explicando en el reporte y algunos otros adicionales (como el perfil topográfico a lo largo de la trayectoria).

3. COSTO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

El costo de una línea de transmisión de alta tensión se puede dividir en los siguientes conceptos¹⁶:

- Costo de los suministros de materiales.
- Costo de construcción y montaje.
- Costo de la ingeniería.
- Costo de la inspección y administración de la construcción.
- Costo del estudio de impacto ambiental.
- Costo de servidumbres.

3.1 Costo de los Suministros de Materiales

Los suministros están compuestos de los siguientes materiales principales:

1. Estructuras y sus accesorios. Se determina por el tonelaje de estructuras metálicas (torres) presentes en el proyecto de la línea. Es fuertemente dependiente del precio del acero, según el indicador de la “Bolsa de Metales de Londres” o LME “London Metal Exchange”. Los accesorios de una estructura son generalmente las placas de numeración y peligro de muerte, las peinetas de protección contra pájaro y los accesorios antitrepados. La práctica común en México es que, una vez diseñada y/o revisadas estructuralmente las torres, se determina la cantidad de acero estructural galvanizado o extra galvanizado que se requiere para un proyecto, y se adquiere por tipo de estructura, cuyos índices de actualización los publica el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Información (INEGI).

¹⁶ Juan Pablo Romero Herrera, Guía Práctica para el Diseño y Proyecto de Líneas de Transmisión de Alta Tensión en Chile, Memoria para Optar al Título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile, Abril de 2010.

2. Conductor. Se determina por el tonelaje del conductor presente en la línea. Se obtiene del producto del peso lineal del conductor por la longitud que se requiere para la línea. Se agrega generalmente un exceso de 4% a 5% para efectos de considerar despuntes y por el efecto “flecha” del conductor. Por ejemplo, para una línea de L kilómetros de longitud de trazado, de simple circuito y con un conductor de peso Po Ton/km, la cantidad de conductor requerida será de $3 \times L \times P_o \times 1,04$. Si la línea es de doble circuito, entonces, la cantidad de conductor será de $6 \times L \times P_o \times 1,04$. El costo se obtiene de multiplicar las cantidades anteriores por el precio del conductor en US\$/Ton. En México, CFE determina las cantidades de proyecto de manera similar y se adquieren en bobinas o carretes que faciliten su transporte y tendido.
3. Cable de guarda. Similar al conductor. Si la línea tiene un cable de guarda, la cantidad será de $L \times P_o \times 1,04$. En México, se utiliza de manera generalizada el cable de guarda Alumoweld y el cable OPGW para la fibra óptica y, al igual que el conductor de fase, se cuantifica y se adquiere en bobinas adecuadas e para su transporte y tendido.
4. Conjuntos de suspensión y anclaje para el conductor (cadenas de aisladores y sus ferreterías): Dependerá del tipo de aislador, del voltaje de la línea y el número de conductores por fase. El voltaje y el grado de contaminación del proyecto, determina el número de aisladores por cadena. En México, de igual manera, el tipo y número de aisladores depende del voltaje de la línea y las condiciones geográficas y de contaminación ambiental. Es de uso generalizado el aislador el vidrio para facilitar la inspección visual para los casos de falla.

3.2 Costos de Construcción y Montaje

Los costos de construcción y montaje están compuestos generalmente por los siguientes ítems:

1. Instalación de Faenas. Depende de la magnitud de la obra y de las características de los patios de acopios de materiales, y obviamente del valor del arriendo del terreno en donde se requiere implementar estas instalaciones. Es difícil dar un valor de referencia, pero dependiendo de la magnitud del proyecto, una instalación de faenas compleja puede llegar a costar hasta 1 MUS\$, sobre todo cuando se deben implementar campamentos para dormitorios del personal.
2. Caminos de acceso a las estructuras. Dependerá de las dificultades topográficas en donde se debe construir la huella o camino de acceso, del tipo de suelo y de las cercanías (o lejanías) de los caminos o huellas existentes. Este valor también es difícil estimar, por lo que es conveniente realizar una ingeniería de caminos de acceso para determinar el monto de inversión de este ítem. Para proyectos de líneas de transmisión que se construyen teniendo una buena red vial existente en las cercanías, el valor de acceso a cada estructura puede rondar entre los US\$3.000 y US\$15.000 por estructura. Para proyectos complejos, este valor de forma global, puede alcanzar un porcentaje importante del proyecto de construcción de la línea, por ejemplo, entre un 25% y 50% del costo de construcción y montaje de la línea. Cuando se presentan importantes complejidades para la construcción de caminos o huellas de acceso para la línea (pueden aparecer complejidades ambientales también), es conveniente evaluar la construcción de la línea mediante la utilización de helicópteros, evitando la construcción de caminos de acceso.
3. Replanteo de estructuras. Esto consiste en determinar topográficamente la posición de la estructura en terreno, considerando distancias horizontales de proyecto respecto de los vértices adyacentes y su alineación con el eje del trazado. Su costo depende de la facilidad (o dificultad) de acceso a la ubicación de la estructura, del valor de una cuadrilla topográfica (compuesta al menos por un profesional geomensor y dos ayudantes) y de los factores de escala que se puedan encontrar en el proyecto. Este costo puede oscilar entre \$USD 400 y \$USD 600 por estructura, considerando la construcción de una línea de transmisión de fácil a mediana dificultad.

4. Fundaciones de las estructuras. Esta actividad consiste en la construcción de las bases embebidas en el terreno que, posteriormente, soportarán a la estructura propiamente tal. En general, estas bases se conocen como fundaciones y se construyen de hormigón armado con enfierraduras. Su costo depende fuertemente del tipo de suelo donde se construirá la fundación y del tamaño y peso de las torres que deban soportar. Suelos con baja cohesión o capacidad de soporte, significarán fundaciones de gran tamaño, y viceversa. En general, en líneas aéreas compuestas por torres metálicas, se construye una fundación independiente para cada pata de la torre. Las profundidades de estas fundaciones oscilan entre 1.5 y 4 m. Como costo de referencia, se puede considerar un valor de \$USD 600 por cada m³ de fundación. Cuando las estructuras por razones del proyecto queden ubicadas en lechos de ríos o cursos de aguas, es muy probable que se requiera construir fundaciones especiales para la estructura, conocidas como pilotes, que en la práctica consiste en una fundación de gran profundidad (sobre 10 m de enterramiento) que permite sostener la estructura cuando se produce la erosión, debido al crecimiento del cauce de agua. Este tipo de fundación es mucho más costosa que una fundación tradicional, cuyo costo puede oscilar entre US\$60.000 y US\$200.000 por cada estructura.
5. Instalación de la malla de puesta a tierra. Esta actividad consiste en la construcción de la malla de puesta a tierra de la estructura, que tiene como objetivo difundir la corriente de falla (cortocircuito) y de rayo (descargas atmosféricas) de la línea, además de mejorar el comportamiento de las protecciones eléctricas. En general, en líneas aéreas de alta tensión se utilizan pletinas de acero soldadas a las barras de fundación de las estructuras y se extienden radialmente en el terreno, enterradas generalmente a 0,6 m de profundidad desde el nivel del terreno natural. Su costo depende de la resistividad del terreno, que afecta la cantidad de pletina a instalar. Por metro lineal, el costo de instalación incluyendo el costo de material, ronda el rango entre 15 US\$ y 30 US\$. Por ejemplo, una estructura de 220 kV en un terreno de resistividad media (< 300 Ohm-m), puede significar instalar entre 20 a 30 metros de pletina para su malla de puesta a tierra.
6. Montaje de las estructuras. Actividad que consiste en el montaje de las estructuras, que en una línea de transmisión son generalmente estructuras metálicas de forma tronco-piramidal formadas por perfiles de acero angulares. Su costo de montaje dependerá de la altura y peso de las estructuras, de las facilidades (o dificultades) de acceso y de la altitud de la instalación respecto del nivel del mar (es más difícil para el hombre trabajar sobre 2.500 msnm). En general, este costo se obtiene por la cantidad de kilos de fierro estructural a montar y varía, dependiendo de lo expuesto, entre 1 a 2 US\$/kg.
7. Tendido del conductor y cable de guarda. Esta actividad consiste en instalar los conductores (y cable de guarda) en los tramos de línea. El tendido se realiza por cada tramo de tensión, es decir, entre estructuras de anclaje. Se lleva a cabo mediante la colocación de poleas en las cadenas de las estructuras de suspensión, que permiten el paso del conductor con facilidad. El conductor se tira mediante un equipo de tracción que se llama “huinche” en un extremo del tramo, controlando su tiro mediante un equipo de “freno” que se instala en el extremo opuesto. La coordinación y control de ejecución de este trabajo se lleva a cabo mediante la comunicación por radiocomunicaciones entre los extremos del tramo y la utilización de las tablas de tensado del proyecto, que determinan las condiciones mecánicas de instalación del conductor. Esta actividad incluye también el armado e instalación de las cadenas de suspensión y anclaje de las estructuras, y los empalmes del conductor. Su costo depende del número de circuitos que se requiere tender y de las dificultades de acceso en general. Oscila entre 4500 US\$ y 6000 US\$ por kilómetro para un simple circuito y entre 8000 US\$ y 14000 US\$ por kilómetro para un doble circuito. Para un cable de guarda, su costo oscila entre 2500 US\$ y 3500 US\$ por kilómetro.

8. Remates. Se refiere a todas las actividades de instalación de accesorios y materiales menores de la línea, por ejemplo, la instalación de amortiguadores, la instalación de esferas de señalización aérea diurna, la instalación de las placas de numeración y peligro de muerte de las estructuras, la instalación de protecciones antitrepado, etc.. Por ejemplo, la instalación de un amortiguador tiene un costo referencial entre 20 US\$ y 30 US\$ por unidad, el mismo valor para la instalación de una placa de numeración y/o de peligro de muerte.
9. Puesta en servicio. Esta actividad tiene por objeto verificar que la línea se encuentre en condiciones de ser energizada. Su costo depende de la longitud de la línea que se deba inspeccionar para estos efectos. Un costo referencial para una línea de 30 km de longitud es de US\$30.000.
10. Desmovilización de faenas. Esta actividad consiste en el desarme de las instalaciones de faenas del contratista de construcción. Como valor de referencia, su costo puede llegar hasta el 35% del costo de la instalación de faenas.
11. Es importante hacer notar que los costos de construcción dependen de las condiciones de cada proyecto, de las cuales, las más importantes son:
 - (i) Lugar donde se localiza la trayectoria de la línea y sus condiciones topográficas y climatológicas.
 - (ii) Vías de comunicación existentes y las facilidades para la construcción de caminos de acceso.
 - (iii) Contar con la maquinaria adecuada a las condiciones de obra.
 - (iv) Contar con mano de obra calificada.
 - (v) Tener la aceptación social a la ejecución del proyecto.
 - (vi) Atender y cumplir las condicionantes ambientales.

Considerando los puntos anteriores, cada proyecto presenta sus propias características particulares. Por ejemplo, se puede mencionar que una construcción de una línea de transmisión en terreno abrupto llega a costar, en algunos casos, más del 30% respecto a otra que no se realice en estas condiciones. Aquí, es de resaltar la diferencia entre costos particulares de una obra y costos paramétricos, donde estos últimos representan condiciones generales de un tipo de obra normal y son una referencia rápida en la toma de decisiones para los análisis Costo-Beneficio de un proyecto.

3.3 Costos de Ingeniería

Esta actividad representa entre un 2% al 7% del costo directo de los suministros, construcción y montaje de una línea. Sus actividades principales son las siguientes:

- Bases de diseño.
- Memorias de cálculo para la determinación del conductor, del aislamiento y del cable de guarda.
- Estudios topográficos.
- Estudios de mecánica de suelos.
- Estudios de resistividad del terreno.
- Diseño electromecánico de las estructuras.
- Planos de diseño y fabricación de las estructuras.
- Planos de construcción de fundaciones.
- Planos de ubicación de estructuras en el perfil topográfico.
- Planos de detalle electromecánico (señalización aérea, cruces con otras instalaciones, etc.).
- Tablas de tensado.

3.4 Costos de Inspección y Administración de la Construcción

Esta actividad comprende la administración del contrato de construcción y montaje de las obras, de acuerdo con los plazos y costos definidos contractualmente entre la empresa mandante de la línea y el contratista de construcción. La inspección técnica de obra en terreno (ITO) tiene por objetivo verificar que la construcción y el montaje de la línea son realizadas bajo los estándares de seguridad y calidad definidos para el proyecto. Su costo referencial está en el rango del 3% al 10% del costo directo de construcción de la línea.

3.5 Costos del Estudio de Impacto Ambiental

Dependerá del grado de impacto ambiental generado por el proyecto, de los estudios de líneas bases, de la cantidad de profesionales y especialistas que participarán de estos estudios y de la cantidad de series de preguntas y respuestas entre la autoridad ambiental y el peticionario para obtener, finalmente y de manera positiva, la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) para dar inicio a la construcción de obras. La resolución generalmente incluye los trabajos de compensación y mitigación ambiental que deberán realizarse en periodos que van de uno a siete años. Su costo estimado ronda entre un 5% y 15% del costo directo de construcción y montaje de la línea.

3.6 Costos de Servidumbres

Este costo es sumamente difícil de estimar, debido a su volatilidad para llegar a acuerdos con el valor de las indemnizaciones que se pagarán a los propietarios de los predios afectados. Es altamente recomendable realizar estudios de tasación de predios para tener una buena idea de cuánto dinero se deberá desembolsar por este concepto. Valores de referencia fluctúan entre US\$ 10.000 y US\$100.000 por kilómetro de trazado de línea.

Es práctica común en México iniciar con un diagnóstico social, para tener liberados, en un 80 % de la trayectoria de la línea a construir, las servidumbres y anuencias de paso, los permisos de construcción, la prospección arqueológica, la atención de las condicionantes ambientales y sus trabajos de mitigación, esto es, el proyecto debe estar aprobado por las autoridades ambientales y de energía, todo antes de iniciar cualquier trabajo constructivo.

4. OBTENCIÓN DEL COSTO PARAMÉTRICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

De acuerdo con lo que se ha descrito hasta este momento, se ha definido una metodología para obtener el costo paramétrico de líneas de transmisión, considerando los alcances del proyecto a desarrollar en esta consultoría. Esta metodología se resume en los siguientes pasos:

1. Revisión del catálogo de Líneas de Transmisión en Centro América, ya que es una fuente de información útil para identificar cantidades y tipos de estructuras, a fin de determinar una referencia numérica (estructuras por kilómetro) promedio de las trayectorias, además de tipos de conductores más comunes utilizados.
2. Seleccionar los conductores para las capacidades nominales solicitadas.
3. Definir las características mecánicas para los conductores seleccionados.
4. Correlacionar los tipos de torres y sus siluetas con las características mecánicas de cada conductor seleccionado.

5. Determinar las actividades principales para la construcción de una línea de transmisión y elaborar un catálogo de conceptos.
6. Cuantificar cada actividad y determinar las cantidades que inciden en cada tipo de línea.
7. Integrar las matrices para precios unitarios de cada una de las actividades del catálogo.
8. Mercadeo de insumos.
9. Cálculo de cada uno de los precios unitarios.
10. Integración de precios y catálogos para obtener el indicador paramétrico por kilómetro de cada línea.

A continuación, se describe la forma en que cada uno de los pasos anteriores es desarrollado para determinar el costo de una línea de transmisión.

4.1 Revisión del Catálogo de Líneas de Transmisión en Centro América

En una primera fase del proyecto, se analizó el catastro de líneas de transmisión de los diferentes sistemas de transmisión de los seis países de América Central, con el objeto de identificar algunas tendencias en cuanto a niveles de tensión, tipos de torres, número de circuitos y otros aspectos enlistados en el archivo de Excel “Resumen de Líneas Típicas de Transmisión de los Sistemas Eléctricos de América Central”. Un extracto de este documento es mostrado en la Tabla 12.

Tabla 12. Resumen de Líneas Típicas de Transmisión de los Sistemas Eléctricos de América Central.

CARACTERISTICAS	PAIS	KM	#ESTRUCTURAS	#EST SUSP	#EST REMATE
230 KV/1C/795 MCM	COSTA RICA	293.700	2.710	1.930	0.780
230 KV/1C/2x636 MCM		116.840	2.927	2.105	0.822
230 KV/2C/954 MCM		133.700	2.902	2.163	0.739
138 KV/2C/2x636 MCM		29.500	2.712	1.695	1.017
230 KV/2C/1024 ACAR	EL SALVADOR	168.660	2.704		
230 KV/1C/477 MCM		107.740	2.200		
115 KV/1C/477 MCM		224.630	2.747		
230 KV/2C/1024 ACAR		430.481	2.407	1.680	0.727
230 KV/1C/2x477 MCM	GUATEMALA	231.840	2.523	2.143	0.380
230 KV/2C/2x477 MCM		197.550	2.734	1.889	0.845
230 KV/1C/1024 ACAR		260.770	2.355	1.653	0.702
230 KV/1C/477 MCM		330.480	2.227		
230 KV/1C/1024 ACAR	HONDURAS	76.780	2.774		
230 KV/1C/795 MCM		60.690	2.752		
138 KV/1C/477 MCM		237.730	3.134	2.217	0.917
230 KV/1C/795 MCM		261.041	2.613		
230 KV/1C/1024 ACAR	NICARAGUA	244.090	2.434		
230 KV/2C/1024 ACAR		64.440	2.514		
138 KV/1C/556.5 MCM		167.990	3.101		
230 KV/1C/750 ACAR		94.300	2.651	2.142	0.509
230 KV/2C/750 ACAR	PANAMA	9.200	3.587	3.152	0.435
PONDERADOS					
230 KV/1C/795 MCM		354.390	2.717	1.935	0.782
230 KV/2C/1024 ACAR		663.581	2.493	1.740	0.753
230 KV/1C/1024 ACAR		581.640	2.443	1.715	0.729
230 KV/1C/477 MCM		438.220	2.220		

Nota: 1C=Un circuito, 2C=Dos circuitos, 2x= Dos conductores por fase, MCM=kilo circular mils.

Los circuitos ponderados son aquellos que conservan las mismas características en más de un país y se agruparon para obtener la referencia de la totalidad de sus estructuras en los tramos considerados.

Adicionalmente, se puede considerar como casos especiales la línea de interconexión México-Guatemala (400 kV/1C/2x1113 MCM) y la línea en Panamá (500 kV/1C/4x750 ACAR).

4.2 Selección de Conductores para el Proyecto

La selección de conductores debe ser realizada conforme a los requerimientos estipulados en el Contrato de Servicios, de manera que se cumpla con lo siguiente:

- 1) Construcción de nuevas líneas de transmisión de 115 y 138 kV, con las siguientes características:
 - a) Circuito simple, en estructuras metálicas de tipo torres de celosías o postes de concreto, con capacidad de 200 a 250 MVA.
 - b) Doble circuito, en estructuras metálicas de tipo torres de celosías o postes de concreto, con capacidad de 200 a 250 MVA por circuito.
- 2) Construcción de nuevas líneas de transmisión de 230 kV con las siguientes características:
 - a) Circuito simple en estructuras metálicas de tipo torres de celosías o postes de concreto, para capacidades de 250 y 375 MVA.
 - b) Doble circuito con capacidad de 250 y 375 MVA por circuito en estructuras metálicas en torres de celosías o postes de concreto.
- 3) Construcción de nuevas líneas de transmisión de 400 y 500 kV con las siguientes características:
 - a) Circuito simple, en estructuras metálicas de tipo torres de celosías, para capacidades de 600 MVA y 1200 MVA. Además, para este entregable se agregó la opción de postes de acero.
 - b) Circuito doble, en estructuras metálicas de tipo torres de celosías, para capacidades de 600 MVA y 1200 MVA por circuito. Además, para este entregable se agregó la opción de postes de acero.
- 4) Repotenciación de líneas de transmisión por sustitución de conductor para los niveles de 115, 138 y 230 kV.

Acorde a los objetivos de proyecto, en las Tablas 1.13-1.17 se presenta un resumen de propuesta de circuitos con niveles de tensión, tipos, calibres de conductores, potencia requerida, masa y porcentaje de pérdidas al valor de la capacidad máxima requerida. En el caso de dos conductores por fase, también se puede optar por tener dos circuitos en la misma torre.

En el caso de líneas de 115 kV (Tabla 1.13), todos los conductores listados en esta tabla cumplen con los MVA requeridos, excepto los conductores ACSR 1113, ya que no alcanzan la capacidad de 250 MVA. Sin embargo, un conductor con calibre mayor sobrepasa la restricción de masa máxima de 1871 kg/km en un 4.4%, de modo que se tendría que reforzar las torres de transmisión y/o reducir el claro entre estas. En este sentido, y de acuerdo con la experiencia de los consultores, una práctica común de la Comisión Federal de Electricidad ha sido permitir una holgura máxima del 5%. Por otra parte, el valor de 221.1 MVA como valor máximo no está muy alejado de los 250 MVA de capacidad

nominal de la línea, de manera que este conductor puede soportar sobrecargas transitorias de alrededor de 30 MVA para periodos de demanda máxima del sistema o por contingencias. Una situación similar ocurre con el conductor ACAR 1300, el cual, tampoco alcanza los 250 MVA, pero que podría soportar sobrecargas transitorias sin presentar problemas de deterioro.

Tabla 1.13 Conductores seleccionados para los circuitos 115 kV establecidos en el proyecto.

Nivel de Tensión (kV)	Capacidad Requerida (MVA)	Tipo de Conductor	Calibre (MCM)	Cond/ Fase	Capacidad Máxima (MVA)	Peso/Fase (kg/km)	Peso/Fase Máximo (kg/km)*	Pérdidas Efecto Joule (%/100 km)
115	200 en Circuito Simple	ACSR	477	2	266.9	1953.7	1871	10.62
		ACSR	1113	1	221.1	1869.3	1871	9.49
		ACAR	500	2	259.4	1396.3	1871	10.81
		ACAR	1100	1	207.1	1532.0	1871	10.43
		ACAR	1300	1	233.6	1816.0	1871	8.68
	250 en Circuito Simple	ACSR	477	2	267.0	1953.7	1871	13.27
		ACSR	1113	1	221.1	1869.3	1871	11.87
		ACAR	500	2	259.4	1396.3	1871	13.51
		ACAR	1300	1	233.6	1816.0	1871	10.86
115	200 por Circuito, en Circuito Doble	ACSR	477	2	533.8	3907.4	3742	10.62
		ACSR	1113	1	442.2	3738.6	3742	9.49
		ACAR	500	2	518.8	2792.6	3742	10.81
		ACAR	1100	1	414.2	3064.0	3742	10.43
		ACAR	1300	1	467.2	3632.0	3742	8.68
	250 por Circuito, en Circuito Doble	ACSR	477	2	533.8	3903.2	3742	13.27
		ACSR	1113	1	442.2	3738.6	3742	11.87
		ACAR	500	2	518.8	2792.6	3742	13.51
		ACAR	1300	1	467.2	3632.0	3742	10.86

*Comisión Federal de Electricidad, Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación.

Otro aspecto importante a considerar, cuando se diseña líneas de transmisión de 115 kV o de voltajes superiores, es el porcentaje de pérdidas por efecto Joule por cada 100 km, el cual, es relativamente alto (última columna de la tabla), sobre todo para la capacidad de 250 MVA. Por lo tanto, se recomienda construir líneas de 115 kV para longitudes no mayores a los 50 km. Si se requiere de una mayor longitud, entonces, se debe plantear un diseño basado en 138 o 230 kV.

Por otra parte, debe notarse que, aunque se duplican las pérdidas para los dobles circuitos, la capacidad también se duplica, lo cual, indica que el nivel de pérdidas se mantiene constante por circuito. Esto, ocurrirá para todos los casos presentados en la tabla anterior y las tres tablas siguientes.

A continuación, en la Tabla 14 se presenta un conjunto de conductores para líneas de transmisión en 138 kV. Note que en el caso de los conductores ACSR 266, ACSR 795, ACAR 300 y ACAR 750 solo alcanzan la potencia máxima para 200 MVA nominales, de tal forma que solo cuatro conductores fueron seleccionados para 250 MVA en este nivel de tensión. Cabe mencionar que el ACSR 1033, también tiene una capacidad máxima superior a 250 MVA, pero no fue incluido en la tabla por tener características muy próximas al de 1113 MCM.

Tabla 14. Conductores seleccionados para los circuitos de 138 kV establecidos en el proyecto.

Nivel de Tensión (kV)	Capacidad Requerida (MVA)	Tipo de Conductor	Calibre (MCM)	Cond/ Fase	Capacidad Máxima (MVA)	Peso/Fase (kg/km)	Peso/Fase Máximo (kg/km)*	Pérdidas Efecto Joule (%/100 km)
138	200 en Circuito Simple	ACSR	266	2	209.8	1092.5	1871	13.05
		ACSR	336	2	253.4	1378.1	1871	10.51
		ACSR	795	1	215.1	1628.1	1871	8.94
		ACSR	1113	1	265.3	1869.3	1871	6.59
		ACAR	300	2	223.2	837.2	1871	12.73
		ACAR	400	2	267.6	1116.2	1871	9.56
		ACAR	750	1	201.5	1048.0	1871	9.98
		ACAR	1100	1	253.6	1536.0	1871	6.98
	250 en Circuito Simple	ACSR	336	2	253.4	1378.1	1871	13.14
		ACSR	1113	1	265.3	1869.3	1871	8.24
		ACAR	400	2	267.6	1116.2	1871	11.95
		ACAR	1100	1	253.6	1536.0	1871	8.73
138	200 por Circuito, en Circuito Doble	ACSR	266	2	419.6	2185.0	3742	13.05
		ACSR	336	2	506.8	2756.2	3742	10.51
		ACSR	795	1	430.2	3256.2	3742	8.94
		ACSR	1113	1	530.6	3738.6	3742	6.59
		ACAR	300	2	446.4	1674.4	3742	12.73
		ACAR	400	2	535.2	2232.4	3742	9.56
		ACAR	750	1	403.0	2096.0	3742	9.98
		ACAR	1100	1	517.2	3072.0	3742	6.98
	250 por Circuito, en Circuito Doble	ACSR	336	2	506.8	2756.2	3742	13.14
		ACSR	1113	1	530.6	3738.6	3742	8.24
		ACAR	400	2	267.6	2232.4	3742	11.95
		ACAR	1100	1	507.2	3072.0	3742	8.73

*Comisión Federal de Electricidad, Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación.

En general, las pérdidas eléctricas son relativamente altas para circuitos de este nivel de tensión, por lo que se recomienda que la longitud de líneas en 138 kV sea para distancias cortas, máximo 50 km. Para longitudes mayores considerar diseños de líneas a niveles de 230 kV o tensiones mayores.

La Tabla 15 presenta la selección de conductores para el nivel de tensión de 230 kV. Para la capacidad requerida de 250 MVA, con calibres de conductores relativamente pequeños (ACSR 266, 336, 477 y ACAR 350), el nivel de pérdidas por efecto Joule es aceptable.

Sin embargo, se debe considerar que el nivel de pérdidas se incrementa de manera lineal con la longitud, de manera que, para longitudes mayores a 100 km, es recomendable utilizar calibres de conductores mayores. Un caso es el tramo de 285 km de la Línea SIEPAC en El Salvador, cuyo

conductor fue un Condor (795 MCM)¹⁷. Puede observarse que el nivel de pérdidas es relativamente alto para una capacidad requerida de 250 MVA ($4.05 \times 2.85 = 11.54\%$). Una mejor alternativa es el conductor ACAR 1024.5, incluido en otros tramos de la línea SIEPAC, ya que presenta características atractivas para capacidades requeridas mayores a 250 MVA y con dos conductores por fase.

Note que el circuito doble con conductor ACAR 550 todavía puede ser soportado por una torre con masa máxima de 1871 kg/km, lo cual, puede ser atractivo. Sin embargo, el nivel total de pérdidas es del 12.92% a la carga de 250 MVA por circuito. Para un diseño óptimo, se debe analizar este factor de pérdidas con respecto a incorporar conductores de mayor calibre, peso y torres de transmisión más robustas, de modo que se encuentre la alternativa de menor costo global.

Tabla 15. Conductores seleccionados para los circuitos de 230 kV establecidos en el proyecto.

Nivel de Tensión (kV)	Capacidad Requerida (MVA)	Tipo de Conductor	Calibre (MCM)	Cond/ Fase	Capacidad Máxima (MVA)	Peso/Fase (kg/km)	Peso/Fase Máximo (kg/km)*	Pérdidas Efecto Joule (%/100 km)
230	250 en Circuito Simple	ACSR	266	2	366.4	1092.5	1871	5.87
		ACSR	336	2	422.2	1565.4	1871	4.73
		ACSR	477	1	266.9	976.8	1871	6.64
		ACSR	795	1	358.5	1523.4	1871	4.05
		ACSR	954	1	402.3	1602.7	1871	3.44
		ACSR	1113	1	442.2	1869.3	1871	2.97
		ACAR	350	2	414.2	976.6	1871	4.91
		ACAR	550	1	270.1	766.7	1871	6.46
	375 en Circuito Simple	ACSR	336	2	422.2	1565.4	1871	7.09
		ACSR	954	1	402.3	1602.7	1871	5.15
		ACSR	1113	1	442.2	1869.3	1871	4.45
		ACAR	350	2	414.2	976.6	1871	7.36
		ACAR	1024.5	1	400.8	1430.0	1871	5.20
		ACAR	1300	1	467.3	1816.0	1871	4.07
230	250 por Circuito, en Circuito Doble	ACSR	266	2	732.8	2185.0	3742	5.87
		ACSR	336	2	844.4	3130.8	3742	4.73
		ACSR	477	1	533.8	1953.6	3742	6.64
		ACSR	954	1	804.6	3205.4	3742	4.05
		ACSR	1113	1	884.4	3738.6	3742	3.44
		ACAR	350	2	828.4	1953.2	3742	2.97
		ACAR	550	1	540.2	1533.4	3742	4.91
	375 por Circuito, en Circuito Doble	ACSR	336	2	844.4	3130.8	3742	6.46
		ACSR	954	1	804.6	3205.4	3742	7.09
		ACSR	1113	1	884.4	3738.6	3742	5.15
		ACAR	350	2	828.4	1953.2	3742	4.45
		ACAR	1024.5	1	801.6	2860.0	3742	7.36
		ACAR	1300	1	934.6	3632.0	3742	5.20

*Comisión Federal de Electricidad, Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación.

¹⁷ Empresa Propietaria de la Red (EPR), *Línea de Transmisión Eléctrica 230 kV del Proyecto SIEPAC-Tramo El Salvador-Estudio de Impacto Ambiental*, 2003.

En la Tabla 16, son mostrados un conjunto de tipos y calibres de conductores para líneas de transmisión operando en 400 kV.

Tabla 16. Conductores seleccionados para los circuitos de 400 kV establecidos en el proyecto.

Nivel de Tensión (kV)	Capacidad Requerida (MVA)	Tipo de Conductor	Calibre (MCM)	Cond/ Fase	Capacidad Máxima (MVA)	Peso/Fase (kg/km)	Peso/Fase Máximo (kg/km)*	Pérdidas Efecto Joule (%/100 km)
400	600 en Circuito Simple	ACSR	795	1	623.5	1628.1	3742	3.19
		ACSR	1113	1	769.0	1869.3	3742	2.35
		ACAR	500	2	902.0	1396.6	3742	2.68
		ACAR	850	1	615.2	1185.0	3742	3.31
		ACAR	1024.5	1	697.0	1430.0	3742	2.75
		ACAR	1300	1	809.9	1816.0	3742	2.15
	1200 en Circuito Simple	ACSR	795	2	1247.0	3256.2	3742	3.19
		ACSR	1113	2	1538.0	3738.6	3742	2.35
		ACAR	500	3	1353.0	2094.9	3742	3.57
		ACAR	850	2	1230.4	2370.0	3742	3.31
		ACAR	1024.5	2	1394.0	2860.0	3742	2.75
		ACAR	1300	2	1619.8	3632.0	3742	4.30
400	600 por Circuito, en Circuito Doble	ACSR	795	1	1247.0	3256.2	7484	3.19
		ACSR	1113	1	1538.0	3738.6	7484	2.35
		ACAR	500	2	1804.0	2793.2	7484	2.68
		ACAR	850	1	1230.4	2370.0	7484	3.31
		ACAR	1024.5	1	1394.0	2860.0	7484	2.75
		ACAR	1300	1	1619.8	3632.0	7484	2.15
	1200 por Circuito, en Circuito Doble	ACSR	795	2	2494.0	6512.4	7484	3.19
		ACSR	1113	2	3076.0	7477.2	7484	2.35
		ACAR	500	3	2706.0	4289.8	7484	3.57
		ACAR	850	2	2460.8	4740.0	7484	3.31
		ACAR	1024.5	2	2788.0	5720.0	7484	2.75
		ACAR	1300	2	3239.6	7264.0	7484	4.30

*Comisión Federal de Electricidad, Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación.

Los circuitos con conductor ACSR 1113, 2 por fase, fueron incluidos, ya que son los más utilizados en México, incluyendo la interconexión entre México y Guatemala. Otras configuraciones incluyen hasta tres conductores por fase, lo cual, depende del nivel de transferencia de potencia esperado.

Para este nivel de tensión, los porcentajes de pérdidas por cada 100 km son bajos, aunque, se debe considerar que las líneas de 400 kV normalmente tienen longitudes de más de 100 km, por lo que el porcentaje de pérdidas, sobre todo para circuitos de 1200 MVA se puede incrementar drásticamente. Por tanto, para longitudes grandes es recomendable utilizar varios conductores por fase (de dos a tres, como en México), y de calibres grandes (de más de 1000 MCM).

Note que las masas de conductores de los circuitos dobles, con capacidad requerida de 600 MVA por circuito, pueden estar soportados por torres de transmisión con masas máximas de 3742 kg/km, lo cual, en la experiencia de los consultores, implica una reducción significativa de los costos por

conceptos de indemnizaciones y derechos de paso (que llegan a ser del orden del 50% o más de los costos de suministros y construcción) de los circuitos simples con una capacidad de 1200 MVA, pero se podría tener una mayor flexibilidad operativa con la misma capacidad máxima de transmisión y nivel de pérdidas, ya que, ante la salida de uno de los circuitos, ya sea por contingencia o por mantenimiento, el segundo de ellos permanecería operando en el sistema eléctrico de manera normal.

La Tabla 17 muestra los tipos y calibres de conductores seleccionados para líneas de 500 kV. En esta tabla, el conductor ACSR 795, 4 por fase, se incluyó debido a que es una línea de Filipinas¹⁸, mientras que el conductor ACSR 954, 3 por fase, está reportado en un libro de texto¹⁹.

Para todos los casos de las cuatro tablas, las masas máximas están definidas considerando claros normalizados. Si la masa rebasa el máximo, entonces, los claros se verán reducidos, lo cual, incrementará el número de torres por kilómetro o requerirá un diseño más reforzado de las estructuras es decir en general se incrementará la cantidad de estructura metálica.

En los casos indicados con color amarillo donde el peso/Fase supera el Peso/Fase Máximo, y por principios de ingeniería estructural, se deberá reforzar y/o rediseñar la torre y deberá evaluarse su impacto en el costo del proyecto. Esta repercusión económica se compara contra las ventajas en pérdidas eléctricas de otra opción con torres normalizadas o de diseño estándar.

Este resultado coincide con lo reportado en otras referencias en las que las líneas de transmisión a este nivel de voltaje son construidas con cuatro conductores por fase, por ejemplo, en Filipinas¹⁷, Ecuador²⁰, Chile²¹, Argentina²² y Panamá²³. Sin embargo, para un caso particular, si la capacidad de transmisión no es alta, entonces, se puede manejar la opción de tres conductores por fase.

¹⁸ National Power Corporation, *Extra High Voltage Transmission Line Project Stage I, I*, Philippines, October, 2002.

¹⁹ Charles A. Gross, *Power System Modeling*, John Wiley & Sons, 1977.

²⁰ <https://www.energia.gob.ec/sistema-de-transmision-500-kv/>

²¹ SYNEX-Mercados, *Análisis técnico y económico de una interconexión SING-SIC: Informe Final, Anexo 1*, Chile, marzo de 2012.

²² Horacio G. Corbière, *La línea de Extra Alta Tensión 500 kV – Rincón de Santa María – Mercedes – Colonia Elía*, Consultora en Ingeniería y Técnica Industrial S.A., 2008.

²³ ETESA, *Línea de Transmisión 500 kV, S.E. Chiriquí Grande – S.E. Panamá III y Subestaciones Asociadas (línea IV)*, Borrador para Discusión, Panamá, Panamá, Mayo de 2018.

Tabla 17. Conductores seleccionados para los circuitos de 500 kV establecidos en el proyecto.

Nivel de Tensión (kV)	Capacidad Requerida (MVA)	Tipo de Conductor	Calibre (MCM)	Cond/ Fase	Capacidad Máxima (MVA)	Peso/Fase (kg/km)	Peso/Fase Máximo (kg/km)*	Pérdidas Efecto Joule (%/100 km)
500	600 en Circuito Simple	ACSR	336.4	2	918.0	1565.4	3742	2.40
		ACSR	477	2	1160.4	1953.7	3742	1.69
		ACSR	795	2	1558.8	3256.2	3742	1.02
		ACSR	954	2	1749.4	3205.4	3742	0.87
		ACSR	1113	2	1922.6	3738.6	3742	0.75
		ACAR	500	2	1127.6	1396.6	3742	2.68
		ACAR	750	2	1460.0	2096.0	3742	1.14
		ACAR	1024.5	2	1759.8	2862.0	3742	0.85
		ACAR	1300	2	2031.6	3632.0	3742	0.69
	1200 en Circuito Simple	ACSR	336.4	4	1836.0	3130.8	3742	2.4
		ACSR	477	4	2320.8	3907.4	3742	1.69
		ACSR	795	4	3117.6	6512.4	3742	1.02
		ACSR	954	3	2624.1	4808.1	3742	1.16
		ACSR	1113	2	1922.6	3738.6	3742	1.50
		ACAR	500	3	1691.4	2094.9	3742	3.57
		ACAR	750	3	2190.0	3144.0	3742	1.52
		ACAR	500	4	2255.2	2793.2	3742	2.68
		ACAR	750	4	2920.0	4192.0	3742	1.14
		ACAR	1024.5	2	1759.8	2862.0	3742	1.70
		ACAR	1300	2	2031.6	3632.0	3742	1.38
500	600 por Circuito, en Circuito Doble	ACSR	336.4	2	1836.0	3130.8	7484	2.40
		ACSR	477	2	2320.8	3907.4	7484	1.69
		ACSR	795	2	3117.6	6512.4	7484	1.02
		ACSR	954	2	3498.8	6410.8	7484	0.87
		ACSR	1113	2	3845.2	7477.2	7484	0.75
		ACAR	500	2	2255.2	2793.2	7484	2.68
		ACAR	750	2	2920.0	4192.0	7484	1.14
		ACAR	1024.5	2	3519.6	5724.0	7484	0.85
		ACAR	1300	2	4063.2	7264.0	7484	0.69
	1200 por Circuito, en Circuito Doble	ACSR	336.4	4	3672.0	6261.6	7484	2.40
		ACSR	477	4	4641.6	7814.8	7484	1.69
		ACSR	795	4	6235.2	13024.8	7484	1.02
		ACSR	954	3	5248.2	9616.2	7484	1.16
		ACSR	1113	2	3845.2	7477.2	7484	1.50
		ACAR	500	3	3382.8	4189.8	7484	3.57
		ACAR	750	3	4380.0	6288.0	7484	1.52
		ACAR	500	4	4510.4	5586.4	7484	2.68
		ACAR	750	4	5840.0	8384.0	7484	1.14
		ACAR	1024.5	2	3519.6	5724.0	7484	1.70
		ACAR	1300	2	4063.2	7264.0	7484	1.38

*Comisión Federal de Electricidad, Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación.

4.3 Definir las características mecánicas para los conductores seleccionados

Para la determinación del costo paramétrico la característica mecánica que se tomó en consideración fue el peso por unidad de longitud para correlacionarlo con la capacidad de las torres, con esta correlación se seleccionan las siluetas para cada nivel de tensión.

4.4 Correlacionar tipos de torres y sus siluetas con las características mecánicas de cada conductor seleccionado

Se realizó una propuesta de torres de acero para cada nivel de tensión y se realizó resumen en el que se detalla el mayor calibre de cable conductor que soporta cada estructura. Como se muestra en las tablas 18 y 19.

Tabla 18. Tipo de estructura y sus características mecánicas para líneas de 115 kV y 138 kV.

Tensión (kV)	Tipo de Estructura	Código	No. Circuitos	Deflexión °/Claro(m)	Soporta conductor	Peso de la estructura (kg)
115	Torre de acero	TASP	1	0/450	ACSR 795 1C/F	3,641
		TAD60P	1	60/450	ACSR 795 1C/F	6,217
		TAS2P	2	0/450	ACSR 795 1C/F	4,344
		TAD60 2P	2	60/450	ACSR 795 1C/F	9,252
		E71G11	1	0/450	ACSR 1113 1C/F	5,005
		E71X11	1	30/450	ACSR 1113 1C/F	6,135
		E71G21	2	3/750	ACSR 1113 1C/F	7,287
		E71X21	2	30/450	ACSR 1113 1C/F	8,460
	Poste de acero	1210SMP	2	0/165	ACSR 795 1C/F	3,854
		1216DMP	2	60/165	ACSR 795 1C/F	7,536
	Poste de concreto	Suspensión	2	0/165	ACSR 795 1C/F	7,223
		Deflexión	2	60/165	ACSR 795 1C/F	9,880
138	Torre de acero	TASP	1	0/450	ACSR 795 1C/F	3,641
		TAD60P	1	60/450	ACSR 795 1C/F	6,217
		TAS2P	2	0/450	ACSR 795 1C/F	4,344
		TAD60 2P	2	60/450	ACSR 795 1C/F	9,252
		E71G11	1	0/450	ACSR 1113 1C/F	5,005
		E71X11	1	30/450	ACSR 1113 1C/F	6,135
		E71G21	2	3/750	ACSR 1113 1C/F	7,287
		E71X21	2	30/450	ACSR 1113 1C/F	8,460
	Poste de acero	1210SMP	2	0/165	ACSR 795 1C/F	3,670
		1216DMP	2	60/165	ACSR 795 1C/F	7,177
	Poste de concreto	Suspensión	2	0/165	ACSR 795 1C/F	7,223
		Deflexión	2	60/165	ACSR 795 1C/F	9,880

Tabla 19. Tipo de estructura y sus características mecánicas para líneas de 230 kV, 400 kV y 500 kV.

Tensión (kV)	Tipo de Estructura	Código	No. Circuitos	Deflexión °/Claro(m)	Soporta conductor	Peso de la estructura (kg)
230	Torre de acero	2B1-DX	1	2/500	ACSR 795 1C/F	5,089
		2R1-BS	1	90/400	ACSR 795 1C/F	6,749
		2B2-BD	2	3/750	ACSR 795 1C/F	8,179
		2Z2-BH	2	50/450	ACSR 795 1C/F	10,211
		E92B11CA	1	2/550	ACSR 1113 1C/F	5,513
		E92W11CA	1	90/440	ACSR 1113 1C/F	9,074
		E92A21CA	2	3/450	ACSR 1113 1C/F	7,047
		E92W21CA	2	90/450	ACSR 1113 1C/F	19,364
	Poste de acero	AS2	2	5/250	ACSR 1113 1C/F	6,039
		AD42	2	45/150	ACSR 1113 1C/F	14,586
	Poste de concreto	Suspensión	2	0/165	ACSR 795 1C/F	7,223
		Deflexión	2	60/165	ACSR 795 1C/F	9,880
400	Torre de acero	4BB1-DK	1	0/750	ACSR 1113 2C/F	7,070
		4BR1-DM	1	60/450	ACSR 1113 2C/F	12,105
		EA4B22MB	2	3/750	ACSR 1113 2C/F	16,620
		EA4X22MA	2	30/550	ACSR 1113 2C/F	22,692
500	Torre de acero	4BB1-DK	1	0/750	ACSR 1113 2C/F	7,070
		4BR1-DM	1	60/450	ACSR 1113 2C/F	12,105
		EA4B22MB	2	3/750	ACSR 1113 2C/F	16,620
		EA4X22MA	2	30/550	ACSR 1113 2C/F	22,692

4.5 Determinar las actividades principales para la construcción de una línea de transmisión y elaborar un catálogo de conceptos

Las actividades principales para la construcción de una línea de transmisión son las siguientes:

1. Apertura de brecha forestal. Consiste en el desmonte de una franja de terreno cuyo centro debe coincidir con el trazo topográfico y se ubica a lo largo de la línea. Sus objetivos principales son proteger las estructuras y conductores contra la caída de árboles o ramas que puedan ocasionar daños o fallas en las líneas y permitir maniobras durante el desarrollo de los trabajos de construcción.
2. Caminos de acceso. Se entiende por caminos de acceso a la ejecución de los trabajos requeridos para garantizar la seguridad en el transporte del personal, material y equipo necesario para la construcción de la línea, debiendo construir en la forma más económica con terracerías a “pelo de tierra” o con los espesores mínimos necesarios de cortes o terraplenes.
3. Cimentaciones de Torres. Comprende las actividades siguientes:
 - Excavaciones a cielo abierto, por medios manuales o maquinaria, las cuales, se efectúan para formar la sección de desplante en las cimentaciones de estructuras y se ubican de acuerdo a las dimensiones del proyecto.

- Suministro, habilitado y colocación de acero de refuerzo para cimentaciones, que son las varillas de acero que van ahogadas dentro del concreto para que tomen o ayuden a absorber esfuerzos de tensión.
 - Fabricación y colocación de concreto, el cual es la mezcla de materiales pétreos inertes, cemento, agua y aditivos que se especifiquen en las proporciones adecuadas que al endurecerse adquieren la resistencia mecánica, durabilidad y características requeridas para la construcción de los cimientos de concreto reforzado de las estructuras.
 - Relleno y compactado de material producto de excavación, que complementa la cimentación para resistir las fuerzas de arranque.
4. Suministro y montaje de estructura. Es la operación para armar e instalar las torres o postes en los sitios fijados por el proyecto y dejarlas preparadas para el tendido y tensionado de los cables.
 5. Vestido de estructura. Este proceso consiste en colocar en los lugares respectivos los aisladores y sus accesorios en general, de acuerdo con lo indicado en los planos de proyecto.
 6. Sistema de tierras. Se refiere a la instalación de varillas y alambre de cobre soldado, los cuales, deben estar conectados a las estructuras con conectores apropiados.
 7. Suministro, tendido y tensionado de cable de guarda. Incluye colocar el cable indicado en el proyecto y posteriormente tensionarlo para dejarlo a una altura determinada del suelo así como la colocación de los herrajes necesarios en los extremos superiores de las estructuras.
 8. Suministro, tendido y tensionado de cable conductor. Abarca el tendido y tensionado de conductores, la colocación definitiva de herrajes de sujeción correspondientes y sus accesorios para sujetarlos a las cadenas de aisladores, la instalación de amortiguadores y la instalación de puentes y remates en las estructuras que lo requieran.

Una vez definidas las actividades principales para la construcción de una línea de transmisión se elabora el catálogo de conceptos como se indica en la Tabla 20.

Tabla 20. Catálogo de conceptos para la construcción de una línea de transmisión.

No.	Descripción	Unidad
1	Apertura de brecha forestal	Km
2	Caminos de acceso	Km
3	Cimentación de torre de acero suspensión 1 circuito	Estructura
4	Cimentación de torre de acero deflexión 1 circuito	Estructura
5	Suministro y montaje de torre de acero	Kg
6	Vestido de torre de acero suspensión, incluye suministro de aislamiento y herrajes necesarios	Estructura
7	Vestido de torre de acero remate deflexión, incluye suministro de aislamiento y herrajes necesarios	Estructura
8	Suministro e instalación de sistema de tierras en torre de acero	Estructura
9	Suministro, tendido y tensionado de cable de guarda con fibra óptica OPGW	km
10	Suministro, tendido y tensionado de cable de guarda Alumoweld 7 No. 8	km-L
11	Suministro, tendido y tensionado de cable conductor ACSR 1113	km-L

4.6 Cuantificar cada actividad y determinar cantidades que inciden en cada tipo de línea

Una vez definido el catálogo de conceptos se procede a cuantificar cada una de las actividades para cada tipo de línea. Esta actividad se realizó en archivos Excel llamados “Generador”, en los cuales,

se calcula la cantidad de obra como se indica en la Figura 7, que ejemplifica la cuantificación de una cimentación típica para una torre de suspensión en 115 KV.


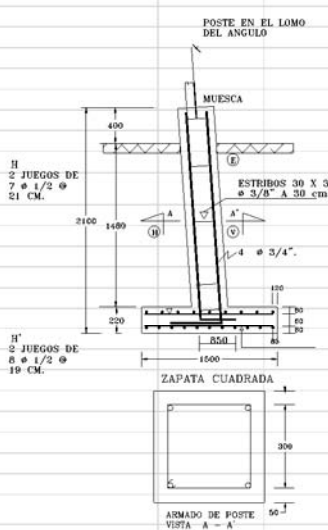

							FORMATO NUMEROS GENERADORES	
ESTIMACIÓN DE COSTOS REPRESENTATIVOS DE INVERSIÓN PARA PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN AMÉRICA CENTRAL							115 KV - 1C - 1km - ACAR 1100 1 C/F Torre de acero	
CONTRATO No. LG-2018-009 NO. DE CONCEPTO: 3.0							jul-18	
CIMENTACIÓN TORRE 115 KV 1C SUSPENSIÓN							CROQUIS Y OBSERVACIONES	
CONCEPTO	CANTIDAD	ANCHO	ALTO	LONGITUD	CANTIDAD	U		
	PZAS							
EXCAVACIÓN	4.00	1.50	1.70	1.50	15.30	m3		
PLANTILLA	4.00	1.50		1.50	9.00	m2		
CONCRETO F'c=250 KG/CM2		1.50	0.22	1.50	0.50			
		0.40	1.88	0.40	0.30			
					0.80			
	4.00				3.18	m3		
ACERO DE REFUERZO	TIPO DE VARILLA	CANTIDAD	LONGITUD	PESO/M	CANTIDAD	U		
	VAR 3/8"	8.00	1.60	0.557	7.13			
	VAR 3/4"	4.00	2.80	2.235	25.03			
	VAR 1/2"	30.00	1.50	0.996	44.82			
					76.98	kg		
	4.00				307.93	kg		
RELLENO	(Vol excav-Vol concreto)	(15.3-3.18=12.12)+0.4x0.4x0.4x4=			12.38	m3		
ELABORO	REVISO			AUTOR/CO				
ING. GGM	ING. JAGC			DR. JHTH				

Figura 7. Formato de números generadores.

4.7 Integrar matrices para precios unitarios de cada una de las actividades del catálogo

Para la integración de los precios unitarios es necesario la conformación de las cuadrillas de mano de obra que realizan las actividades del catálogo de conceptos, así como costos auxiliares los cuales son análisis de costos que inciden en los precios unitarios y análisis de costos horarios de maquinaria y equipo necesarios para la construcción de la línea. Estos cálculos se realizaron en los archivos en Excel 1A1... dentro de la carpeta de presupuestos como se muestran en las figuras 8, 9 y 10.



ENTE OPERADOR REGIONAL

DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

EOR - ENTE OPERADOR REGIONAL

DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

1. Costo por kilómetro (US\$/km) para construcción de nuevas líneas de transmisión de 115 kV y 138 kV, con las características:

LÍNEA:

1.A.1

115 kV - 1C - 1km - ACSR 1113, 1 C/F Torre de acero

Cuadrillas de Mano de Obra

FECHA:

20/08/2018

TIPO DE CAMBIO:

\$ 19.0305

PMX x USD

Tipo	Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	costo USD	Total USD
+	#CUAD 2AYTE	Cuadrilla Ayudantes (2 Aytes. Grales.)	jor			
	MOSE-003	AYUDANTE GRAL	jor	2	21.28	42.56
	MOSE-001	CABO DE OFICIALES	jor	0.12	34.22	4.11
	HERRAMIENTA MAN	Herramienta de mano (4%)	(%)mo	0.04	46.67	1.87
	EQ DE SEG	Equipo de seguridad (3%)	(%)mo	0.03	46.67	1.4
					Suma	49.94
+	#CUAD 4AYTE	Cuadrilla Ayudantes (4 Aytes. Grales.)	jor			
	MOSE-003	AYUDANTE GRAL	jor	4	21.28	85.12
	MOSE-001	CABO DE OFICIALES	jor	0.22	34.22	7.53
	EQ DE SEG	Equipo de seguridad (3%)	(%)mo	0.03	92.65	2.78
	HERRAMIENTA MAN	Herramienta de mano (4%)	(%)mo	0.04	92.65	3.71
					Suma	99.14
+	#CUAD 5AYTE	Cuadrilla Ayudantes (5 Aytes. Grales.)	jor			
	MOSE-003	AYUDANTE GRAL	jor	5	21.28	106.4
	MOSE-001	CABO DE OFICIALES	jor	0.25	34.22	8.56
	EQ DE SEG	Equipo de seguridad (3%)	(%)mo	0.03	114.96	3.45
	HERRAMIENTA MAN	Herramienta de mano (4%)	(%)mo	0.04	114.96	4.6
					Suma	123.01

Figura 8. Análisis de cuadrillas de mano de obra.


 ENTE OPERADOR REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL		EOR - ENTE OPERADOR REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL				
1. Costo por kilómetro (US\$/km) para construcción de nuevas líneas de transmisión de 115 kV y 138 kV, con las características:						
LÍNEA:						
1.A.1		115 kV - 1C - 1km - ACSR 1113, 1 C/F Torre de acero				
Catálogo de Auxiliares					FECHA:	20/08/2018
					TIPO DE CAMBIO: \$	19.0305 PMX x USD
Tipo	Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	costo USD	Total USD
+	ACERO AR #3- 8 /MO-C	Acero/ mo- c Alta Resistencia # 3 al 8 Fy=4200 kg/cm2, en cimentacion, Incluye mano de obra	kg			
	VARILLA Fy=4200K3- 8	Varilla fy=4200 kg/cm2 no. 3 (3/8 ") al no. 8 (1")	TON	0.00110	835.50	0.92
	ALAMBRE RECOCIDO N 1	Alambre recocido no. 18	KG	0.00670	1.18	0.01
+	#CUAD FIER+AYUD	Cuadrilla (Fierro+Ayudante)	jor	0.00694	54.66	0.38
					Suma	1.31
+	AP BRECHA	APERTURA DE BRECHA	Ha.			
+	#CUAD SAYTE	Cuadrilla Ayudantes (5 Aytes. Grales.)	jor	25.00000	123.01	3,075.25
H	CHR-200	MOTOSIERRA	HR	120.00000	5.27	632.40
H	CHR-103	CAMIONETA REDILAS 3T	HR	25.00000	47.64	1,191.00
					Suma	4898.65
+	APERCACC	APERTURA DE CAMINOS DE ACCESO	M2			
	AGUA	Agua	M3	0.05000	2.10	0.11
+	#CUAD ALBAÑIL+4AYTE	Cuadrilla Albañilería (Of. Albañil + 4 Aytes. Grales.)	jor	0.00250	128.46	0.32
H	CHR-103	CAMIONETA REDILAS 3T	HR	0.02000	47.64	0.95
H	CHR-101	CAMION VOLTEO 14 M3	HR	0.02000	50.74	1.01
H	CHR-013	CAMION CON PIPA P /AGUA TIPO TORTON 10 M3	HR	0.02000	45.68	0.91
H	CHR-012	RETROEXCAVADORA C/ACCES P/MARTILLO Y/O P/EXCAVACIÓN VERTICAL	HR	0.02000	34.53	0.69
H	CHR-102	COMPACTADOR RODILLO VIBRATORIO	HR	0.02000	34.47	0.69
					Suma	4.68

Figura 9. Catálogo de costos auxiliares.

EOR - ENTE OPERADOR REGIONAL				ANEXO MAQ	
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL					
ANÁLISIS DE COSTOS HORARIOS					
Maquina:	CHR-001	Hoja	1		
	GRUA TELESCOPICA 20 TON	Referencia:			
Obra:				Fecha:	20/08/2018
1. Costo por kilómetro (US\$/km) para construcción de nuevas líneas de transmisión de 115 kV y 138 kV.			Tipo de cambio:	USD = \$ 19.0305 MX	
Empresa:				Formulo:	
DATOS GENERALES					
Va = Valor de adquisicion	\$ 102,467.09	Pn = Potencia nominal	240.0000	HP	
VII = Valor de llantas	\$ 311.39	Tipo de combustible	Diesel		
Vn = Valor neto = Va-VII	\$ 102,155.70	CCo = Coeficiente de combusti	0.1514		
Vr = Valor c 10 =	\$ 10,215.57	Pc = Precio de combustible	\$ 0.94	/ litro	
Ti = Tasa de interes	10.00% / año	Fo = Factor de operacion	1.00		
Ps = Prima de seguros	10.00% / año	Cc = Capacidad de carter	25.00	litros	
Fm = Factor de mantenimiento	0.7500	Tc = Tiempo de cambio de acei	100.00	horas	
Ve = Vida economica	10,000.00 horas	Fl = Factor de lubricante	0.00		
Ha = Tiempo trabajado por año	2,000.00 horas	Pa = Precio de aceite	\$ 3.60	/ litro	
Nota: Las horas corresponden al tiempo efectivo de trabajo		Hv = Vida economica de llantas	2,000.00	horas	
COSTOS FIJOS:					
Depreciacion D=(Vn-Vr)/Ve =	(102,155.70-10,215.57)/10,000.00	Activa	\$ 9.19	Inactiva	\$ 7.35
Inversion I=((Vn+Vr)/2Ha)Ti =	0,10(102,155.70+10,215.57)/ (2*2.00		\$ 2.81		\$ 2.81
Seguros S=((Vn+Vr)/2Ha)Ps =	0,10(102,155.70+10,215.57)/ (2*2.00		\$ 2.81		\$ 2.81
Mantenimiento M= Fm x D =	0,75*9,19		\$ 6.89		\$ 6.89
Subtotal			\$ 21.70		\$ 19.86
CARGOS POR CONSUMOS:					
Combustible C= CCo x Fo x Pn x Pc =	(0,1514*1,0000*240,0000)*0,94	Activa	\$ 34.16	Inactiva	\$ 0.00
Lubricantes L=(Cc/Tc+(FoxFl)Pn)Pa =	(0,0032*1,0000*240,0000+25,0000/100		\$ 3.71		\$ 0.00
Llantas V = VII / Hv =	311,39/2000,0000		\$ 0.16		\$ 0.00
Piezas especiales	0,00/500,0000		\$ 0.00		\$ 0.00
Subtotal			\$ 38.03		\$ 0.00
COSTOS POR SALARIO DE OPERACIÓN					
MOSE-014 \$ 27.41 O= So/Horas =	27,41/8,00	Activa		Inactiva	
OPERADOR EQ. MAYOR			\$ 3.43		\$ 3.43
Subtotal			\$ 3.43		\$ 3.43
COSTO DIRECTO HORA MAQUINA:					
		Activa	\$ 63.16	Inactiva	\$ 21.91
					\$ 34.65

Figura 10. Análisis de costo horario de maquinaria y equipo.

4.8 Mercadeo de insumos

Se solicitaron cotizaciones de materiales principales a distintos proveedores y se obtuvo escasa información al respecto, se procedió a actualizar mercadeo histórico de materiales para líneas de transmisión que fue proporcionado por medio de consulta telefónica.

4.9 Cálculo de cada uno de los precios unitarios

Con los datos obtenidos se procede a calcular los precios unitarios de cada actividad del catálogo de conceptos. Los análisis de precios unitarios se encuentran en los archivos Excel 1A1... dentro de la carpeta de presupuestos, como se muestra en la Figura 11.


EOR - ENTE OPERADOR REGIONAL			Documento: PU		
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL			Tipo de cambio: USD = \$ 19.0305 MX		
			Fecha: 20/08/2018		
			Hoja: 3		
Obra:					
1. Costo por kilómetro (US\$/km) para construcción de nuevas líneas de transmisión de 115 kV y 138 kV.					
ANÁLISIS DE PRECIO UNITARIO					
1A-3-A	Cimentación de torre 115 kv de acero suspensión 1 circuito				Estr
Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo	Importe
	Auxiliares				
EXCCIBLOA	Excavación a cielo abierto en cualquier tipo de material excepto material tipo III.	m3	9.16000	\$ 10.68	\$ 97.83
ACERO AR # 3- 8 /MO-C	Acero/ mo—c Alta Resistencia # 3 al 8 Fy=4200 kg/cm2, en cimentacion, Incluye mano de obra	kg	1,084.00000	\$ 1.31	\$ 1,420.04
CIMBRA/ MO COM CIMB	Cimbra/ mo común en cimentación, inc. m de o	m2	3.40000	\$ 9.51	\$ 32.33
FABCOLCONCR-250	Fabricacion y colado en cimentacion de concreto simple f'c=250 kg/cm2 vibrado y curado, incluye acarreo y colocacion	m3	9.92000	\$ 121.23	\$ 1,202.60
RELLCOMPPEX	RELLENO Y COMPACTACIÓN CON MATERIAL PRODUCTO DE EXCAVACIÓN EN CAPAS DE 20 CMS. PROMEDIO, AL 95% PROCTOR, INCLUYE: PRUEBAS DE LABORATORIO, MANO DE OBRA, HERRAMIENTA Y EQUIPO.	m3	3.16000	\$ 6.63	\$ 20.95
RETMATPEX	RETIRO DE MATERIAL PRODUCTO DE EXCAVACION, FUERA DE LA OBRA. INCLUYE: MATERIALES, MANO DE OBRA, EQUIPOS, HERRAMIENTA Y TODO LO NECESARIO PARA SU CORRECTA EJECUCION.	m3	6.00000	\$ 5.76	\$ 34.56
	Suma de Auxiliares				\$ 2,808.31
	Costo Directo				\$ 2,808.31
	Indirectos			% 13.00	\$ 365.08
	Subtotal				\$ 3,173.39
	Financiamiento			% 1.00	\$ 31.73
	Subtotal				\$ 3,205.12
	Utilidad			% 8.00	\$ 256.41
PRECIO UNITARIO					\$ 3,461.53
TRES MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y UN DOLARES 53					

Figura 11. Análisis de precio unitario.

4.10 Integración de precios y catálogos para obtener el indicador paramétrico por kilómetro de cada línea

Con los precios unitarios calculados, se completa el catálogo de conceptos para así obtener el costo paramétrico por kilómetro de línea, como se muestra en la Figura 12.


		EOR - ENTE OPERADOR REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL			
1. Costo por kilómetro (US\$/km) para construcción de nuevas líneas de transmisión de 115 kV y 138 kV, con las características:					
LÍNEA:					
1.A.1		115 kV - 1C - 1km - ACSR 1113, 1 C/F Torre de acero			
Costo Paramétrico de Línea				FECHA:	20/08/2018
				TIPO DE CAMBIO:	\$ 19.0305 PMX x USD
CLAVE	DESCRIPCIÓN	UNID	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO USD	IMPORTE USD
1.A.1	115 kV - 1C - 1km - ACSR 1113, 1 C/F Torre de acero				145,355.45
1.A-1	Apertura de brecha forestal	km	1.00	3,985.14	3,985.14
1.A-2	Caminos de acceso	km	1.00	12,149.77	12,149.77
1.A-3-A	Cimentación de torre 115 kv de acero suspensión 1 circuito	Estr	1.90	3,461.53	6,576.91
1.A-4-A	Cimentación de torre 115 kv de acero deflexión 1 circuito	Estr	0.70	4,227.07	2,958.95
1.A-5-A	Suministro y montaje de torre de acero	km-L	1.00	48,422.64	48,422.64
1.A-6-A	Vestido de torre de acero suspensión, incluye suministro de aislamiento y herrajes necesarios, 115 kV, 1 C/F, circuito simple	Estr	1.90	2,060.94	3,915.79
1.A-7-A	Vestido de torre de acero remate - deflexión, incluye suministro de aislamiento y herrajes necesarios, 115 kV, 1 C/F, circuito simple	Estr	0.70	7,196.72	5,037.70
1.A-8	Suministro e instalación de sistema de tierras en torre de acero	Estr	2.60	390.65	1,015.69
1.A-9	Suministro, tendido y tensionado de cable de guarda con fibra óptica OPGW	km	1.00	8,653.06	8,653.06
1.A-10	Suministro, tendido y tensionado de cable de guarda Alumoweld 7 No. 8	km	1.00	5,004.06	5,004.06
1.A-11-1	Suministro, tendido y tensionado de cable conductor ACSR 1113, 1C/F, circuito simple	km-L	1.00	47,635.74	47,635.74
				TOTAL	145,355.45
				Factor Ajuste	100.00
				TOTAL AJUSTADO	145,355.45

Figura 12. Costo paramétrico por kilómetro de línea.

Se obtuvieron los costos paramétricos para la inversión física y se compararon tres líneas de características similares en 115 kV, así como dos en 230 kV y 400 kV utilizadas en México como referencias para inversión, la cuales, fueron proporcionadas de manera confidencial. Los resultados de este análisis son mostrados en la Tabla 21.

Tabla 21. Análisis referencial de líneas similares en México.

Voltaje (kV)	Características	Costo Referencial (\$USD/km)	Costo Paramétrico (\$USD/km)	Diferencia (%)
115	2C - 1 C/F - 1113 ACSR/AS – TA	203,281.04		
	1C - 1 C/F - 1113 ACSR/AS – TA	132,875.28	145,355.45	9.35
	2C – 1C/F – 795 ACSR/AS – PA	291,039.16	325,594.19	11.87
230	2C - 1 C/F - 1113 ACSR/AS – TA	224,145.42		
	1C - 1 C/F - 1113 ACSR/AS – TA	148,543.89		
400	2C - 2 C/F - 1113 ACSR/AS – TA	395,799.38	233,537.87	6.05
	1C - 2 C/F - 1113 ACSR/AS – TA	233,537.87	247,681.86	5.31

Como puede observarse las variaciones porcentuales están dentro de las consideraciones aceptables para costos paramétricos. Al final de este documento se anexa tabla con los parámetros obtenidos.

5. ACTIVIDADES PREVIAS

En las actividades previas se consideró los siguientes conceptos:

- Estudio de impacto social
- Topografía
- Licencias de construcción
- Estudio de mecánica de suelos
- Estudio de resistividad
- Estudio de impacto ambiental
- Prospección arqueológica
- Obras de mitigación y compensación ambiental
- Avalúos para pagos de derecho de vía e indemnizaciones

Los costos de estas actividades están basados en la experiencia de este tipo de obras de los integrantes de la consultoría y de la revisión de los datos estadísticos que fueron proporcionados de manera confidencial.

Con respecto al último punto, mediante una consulta confidencial, y considerando terrenos del sureste de México, se definió los costos de indemnizaciones por derecho de paso en líneas como los siguientes:

- Cerril: 0.63 (\$USD/km)
- Agrícola: 1.58 (\$USD/km)
- Transición urbana: 13.14 (\$USD/km)
- Suburbano: 21.02 (\$USD/km)

Con estos costos se determinó la incidencia por kilómetro de línea en función de los factores de proporcionalidad a lo largo de la trayectoria y de un promedio de los anchos de derecho de vía. Este cálculo se realizó en el archivo Excel Catálogo de Conceptos de actividades previas. Se anexa.

6. INGENIERÍA

Las actividades de Ingeniería, incluye ingeniería básica, ingeniería de detalle tanto en aspectos de diseño civil y electromecánico, cuantificación y elaboración de paquetes para licitación. Los costos se calcularon en base a experiencia. Para realizar este tipo de proyectos se requiere una plantilla de cuatro ingenieros y dos dibujantes con gastos de oficina y sus honorarios correspondientes. En la Tabla 22 se muestran los costos de ingeniería por nivel de tensión.

Tabla 22. Costos de ingeniería para la construcción de líneas de transmisión (\$USD/km).

Concepto	115 kV	138 kV	230 kV	400 kV	500 kV
Ingeniería básica, Ingeniería de detalle	3,472.64	3,517.14	3,563.15	3,658.80	3,706.36

7. SUPERVISIÓN

La supervisión es por parte del área contratante. Incluye actividades de medición para pago, reportes de campo y gabinete, atestiguamiento de pruebas, control de avance y calidad. Para este tipo de trabajo se requiere de 2 ingenieros con pago de traslados, vehículos, gastos de oficina de campo y oficina central. En la Tabla 23 son mostrados los costos de supervisión por nivel de tensión.

Tabla 23. Costos de supervisión por nivel de tensión (\$USD/km).

Concepto	115 kV	138 kV	230 kV	400 kV	500 kV
Supervisión	6,795.28	7,270.95	8,054.63	10,022.38	10,824.17

ENTREGABLE 4:

REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN

La construcción de nuevas líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica que deben discurrir sobre zonas densamente pobladas (urbanas e industriales) o de reserva ambiental, trae las dificultades de encontrar los espacios físicos necesarios para su paso, más la oposición de la comunidad para permitir su construcción y permanencia. Como opción de menor impacto visual y ambiental las empresas recurren a la implementación de líneas subterráneas, lo cual involucra grandes inversiones y mayores tiempos de construcción. Ante este escenario negativo, se están aplicando nuevas técnicas y materiales para aumentar la capacidad de potencia de transmisión de las líneas de alta tensión existentes¹.

4.2 ANÁLISIS DE LÍNEAS Y ESTRUCTURAS EXISTENTES

Para hacer el análisis de repotenciación, se debe empezar revisando los parámetros de diseño y métodos de construcción usados para la línea de transmisión existente con el fin de saber en qué estado se encuentra la estructura y con qué características se cuenta para realizar modificaciones en ellas, o si es necesario construir unas nuevas. La información a recopilar para realizar éste análisis se describe a continuación:

- Estado físico actual de las estructuras y de las cimentaciones.
- Capacidad remanente de las estructuras y cimentaciones para soportar mayores cargas.
- Elongación actual del conductor.
- Capacidad adicional para tener mayores distancias de aislamiento.
- Estado físico actual del conductor.
- Límite de operación térmica del conductor
- Parámetros meteorológicos que afectan la operación del conductor.
- Parámetros eléctricos de la red.
- Verificación que los derechos de vía están libres y liberados.

4.3 ALTERNATIVAS DE REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS

Actualmente, existen varias alternativas de repotenciación de líneas de transmisión, entre las que se puede mencionar a las siguientes:

- Cambiar el conductor existente por uno de mayor calibre logrando así mayor capacidad de transporte de corriente y por ende de potencia.
- Implementar la configuración de dos o más conductores por fase.
- Elevar el nivel de voltaje de operación de la red.
- Permitir una mayor temperatura límite para la operación del conductor u optimizar los parámetros ambientales que la afectan (capacidad dinámica).
- Uso de conductores de gran capacidad de corriente a una temperatura elevada de operación.
- Utilización de dispositivos de electrónica de potencia (FACTS).

¹ Ana María Mejía Solanilla, *Análisis Técnico y Económico de la Repotenciación de Líneas Aéreas de Alta Tensión en un Sistema de Subtransmisión*, Universidad Tecnológica de Pereira, CODENSA S.A. ESP, Colombia, 2008.

Cada uno de estos métodos de repotenciación tiene implícitas exigencias y restricciones en su implementación, además de que su aplicación resulta óptima dependiendo del nivel de potencia extra que se desea transportar.

4.4 CAMBIO DE CONDUCTOR POR UNO DE MAYOR CAPACIDAD

La remoción de conductores existentes e instalación de conductores de mayor capacidad de corriente es una opción válida si se cuenta con suficiente resistencia mecánica en las estructuras de apoyo y distancias a tierra para soportar las cargas verticales y horizontales adicionales y el aumento en la flecha del conductor. En caso de que no haya tal capacidad remanente, que por lo general ocurre, entonces, se debe cambiar las estructuras y aprovechar el derecho de vía.

La verificación de la capacidad de las estructuras debe ser minuciosa y abarcar todas aquellas áreas que estén involucradas a la nueva carga, esto conlleva tiempo y un costo extra en el proyecto. Además, un conductor de mayor calibre está sujeto a mayores tensiones mecánicas, de modo que, en la mayoría de los casos, todos los herrajes necesitan ser cambiados.

Una ventaja extra de usar un conductor de mayor calibre es su menor resistencia eléctrica, lo cual, se traduce en menores costos por pérdidas de energía en la evaluación económica. En este contexto, una alternativa que ofrece mayor capacidad de conducción e iguales o menores exigencias mecánicas es la sustitución por un cable conductor de menor masa y mayor capacidad, por ejemplo, la sustitución de cables tipo ACSR por tipo ACAR.

4.5 VARIOS CONDUCTORES POR FASE

Consiste en sustituir el conductor de fase por dos o más en paralelo para cada una de las fases. La separación entre conductores es de unos centímetros. Los efectos principales de esta disposición son la disminución del gradiente del campo eléctrico, disminución de inductancias del orden del 25 al 30%, reducción del efecto piel y aumento en la capacidad de transporte.

Comparando con líneas de conductor único por fase, la aplicación de conductores agrupados por fase trae como consecuencia la disminución o eliminación de efecto corona, de perturbaciones radiofónicas o ruido audible, disminución de la impedancia característica o de onda, aumento de la corriente de vacío en la línea (efecto capacitivo), aumento de la potencia natural de la línea y mejora de la estabilidad eléctrica.

4.6 INCREMENTO DEL NIVEL DE TENSIÓN NOMINAL

Esta es una opción válida si existe la posibilidad de realizarla, para lo cual, se debe considerar el aislamiento de los conductores de fase, la altura de las torres de transmisión y los requerimientos de cambios de equipos de potencia en subestaciones.

4.7 AUMENTO DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN CON LOS CONDUCTORES ACTUALES

Este método es factible para aumentos de 10% al 30% de capacidad, y es una opción económica ya que no hay que hacer ningún cambio relevante en las líneas. Esto se puede hacer de dos formas:

- *Retensionar*. Si los conductores se someten a tensiones más altas, probablemente se requerirán pesas de vibración (*dampers*). También, se ha de considerar el cambio en todos los herrajes.
- *Monitoreo*. La capacidad térmica de la línea de transmisión depende de una combinación de parámetros ambientales estimados (viento, temperatura ambiente, humedad). Existen métodos para monitorear la línea cuando está energizada. El monitoreo puede brindar información sobre la temperatura real a la que se encuentra sometido el conductor, permitiendo un aumento de carga de aproximadamente del 10% al 15% del que se planeó inicialmente.

4.8 CAMBIO POR CONDUCTORES DE GRAN CAPACIDAD DE CORRIENTE A TEMPERATURA ELEVADA

Estos conductores pueden operar a temperaturas más altas que los conductores convencionales con un aumento pequeño en su flecha, permitiendo así que la capacidad de conducción de corriente aumente sin que el conductor presente deformaciones sustanciales en sus características mecánicas.

Si estos conductores tienen las mismas características mecánicas que los conductores tradicionales, pueden duplicar la potencia de transmisión, sin necesidad de cambiar las estructuras. Como desventajas están las mayores pérdidas en transporte, su costo actual y, en algunos casos, los métodos complejos para su instalación.

4.9 UTILIZACIÓN DE SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISIÓN EN CORRIENTE ALTERNA (FACTS)

Este tipo de dispositivos pueden ayudar a incrementar la capacidad de transmisión, ya sea mediante la regulación de voltaje (compensadores estáticos de potencia reactiva) en puntos específicos de la red de transmisión, o bien, mediante el control del flujo de potencia activa a través de líneas de transmisión específicas (capacitores serie variables o transformadores desfasadores). Sin embargo, el costo de estos dispositivos es relativamente alto frente a otras opciones de incremento de transferencia de potencia, de manera que se debe justificar plenamente su instalación (por ejemplo, mejoramiento de la estabilidad del sistema de potencia).

4.10 CÁLCULO DEL COSTO PARAMÉTRICO PARA ALTERNATIVAS CON CABLE DE ALUMINIO SUAVE CON NÚCLEO DE ACERO RECUBIERTO DE ALUMINIO SOLDADO TIPO ACSS-AW

De las características mecánicas peso unitario y carga de ruptura, los calibres 795 Drake (26/7) y el calibre 477 Hawk (26/7) presentan una relación aceptable entre ellas, siendo para el primero de 69.9 y para el segundo de 71.18. Otros calibres, como el 1113 y el 954, presentan una relación muy inferior, menor a 30.

Se obtuvieron cotizaciones para los calibres más usuales de este tipo de cable del proveedor Conдумex S.A. de C.V., siendo para el cable calibre 477 de 7.26 \$USD/kg y para el calibre 795 de 7.19 \$USD/kg.

ENTREGABLE 4: Repotenciación de Líneas de Transmisión

Para evaluar el costo de repotenciación con conductores ACSS-AW, se utiliza los cálculos paramétricos aplicados para la repotenciación en el punto 4.1, 115 kV-1C-1km-ACAR 1100 1 C/F, a fin de calcular un factor de ajuste. Esto, debido a que los pesos de ambos conductores son similares. El índice de ajuste resultante para el cable ACSS-AW es $7.19/5.70 = 1.2614$, de modo que el costo de repotenciación es de USD\$ 88,291.39, como se muestra en las Figuras 4.1 y 4.2.

Ajuste de Costos, por explosión de los insumos del presupuesto											
										FECHA:	20/08/2018
CLAVE	Familia	Descripción	Unid	Cantidad	Costo USD	Importe USD	% Incidencia	Índice Arranque	Índice Ajuste	Factor Ajuste	% Incidencia Ajustado
Familia: AL		AL ALUMINIO									
CABLE-ACAR-100	AL	CABLE CONDUCTOR ACAR 1100	kg	4,868.58000	5.70	27,750.91	43.1009	1.0000	1.2614	1.2614	54.3675
SUSP-VR-1CF	AL	Conjunto de suspensión vertical tipo "I" para 1 C/F	pza	5.70000	339.18	1,933.33	3.0027	1.0000	1.0000	1.0000	3.0027
TENC-1CF	AL	Conjunto de tensión para 1C/F	pza	4.20000	494.31	2,076.10	3.2245	1.0000	1.0000	1.0000	3.2245
Total de AL	AL	ALUMINIO				31,760.34	49.3281				60.5947
Familia: CO		CO COMBUSTIBLES									
MT-1	CO	DIESEL	LT	9,821.35000	0.94	9,232.07	14.3387	1.0000	1.0000	1.0000	14.3387
MT-2	CO	GASOLINA MAGNA SIN	LT	4,851.76440	0.88	4,269.55	6.6312	1.0000	1.0000	1.0000	6.6312
MT-3	CO	ACEITE LUBRICANTE	LT	286.26890	3.60	1,030.57	1.6006	1.0000	1.0000	1.0000	1.6006
Total de CO	CO	COMBUSTIBLES				14,532.19	22.5705				22.5705
Familia: OT		OT OTRO MAT. ELÉCTRICO									
MT-AM-11B	OT	AMORTIGUADORES STOCKBRIDGE PARA CABLE CONDUCTOR	pza	12.00000	44.54	534.48	0.8301	1.0000	1.0000	1.0000	0.8301
Total de OT	OT	OTRO MAT. ELÉCTRICO				534.48	0.8301				0.8301
Familia: OTO		OTO OTROS OBRA CIVIL									
AGUA	OTO	Agua	M3	80.10000	2.10	168.21	0.2613	1.0000	1.0000	1.0000	0.2613
MT-88	OTO	MATERIAL PÉREO PIEDRA Y/O GRAVA SIN SELECCIONAR	m3	195.00000	12.87	2,509.65	3.8978	1.0000	1.0000	1.0000	3.8978
Total de OTO	OTO	OTROS OBRA CIVIL				2,677.86	4.1591				4.1591
Familia: SMO		SMO MANO DE OBRA									
EQ DE SEG	SMO	Equipo de seguridad (3%)	(%)mo	0.03000	6,732.60	201.98	0.3137	1.0000	1.0000	1.0000	0.3137
HERRAMENTA MAN	SMO	Herramienta de mano (4%)	(%)mo	0.04000	6,732.60	269.30	0.4183	1.0000	1.0000	1.0000	0.4183
MOSE-001	SMO	CABO DE OFICIALES	jor	13.90250	34.22	475.74	0.7389	1.0000	1.0000	1.0000	0.7389
MOSE-002-A	SMO	Oficil Albañil	jor	5.37500	27.41	147.33	0.2288	1.0000	1.0000	1.0000	0.2288
MOSE-003	SMO	AYUDANTE GRAL	jor	123.26000	21.28	2,622.97	4.0738	1.0000	1.0000	1.0000	4.0738
MOSE-006	SMO	MONTADOR	jor	25.44000	27.41	697.31	1.0830	1.0000	1.0000	1.0000	1.0830
MOSE-007	SMO	MANIOBRISTA	jor	101.76000	27.41	2,789.24	4.3321	1.0000	1.0000	1.0000	4.3321
MOSE-009	SMO	CHOFER	jor	20.97750	24.26	508.91	0.7904	1.0000	1.0000	1.0000	0.7904
MOSE-014	SMO	OPERADOR EQ. MAYOR	jor	26.07250	27.41	714.65	1.1099	1.0000	1.0000	1.0000	1.1099
MOSE-017	SMO	OPERADOR EQ. MENOR	jor	3.81250	24.26	92.49	0.1436	1.0000	1.0000	1.0000	0.1436
Total de SMO	SMO	MANO DE OBRA				8,519.92	13.2326				13.2325
Familia: TMAQ		TMAQ MAQUINARIA									
C.F. CHR-011	TMAQ	EQUIPO DE TENDIDO 220/440 V	HR	101.76000	21.36	2,173.59	3.3759	1.0000	1.0000	1.0000	3.3759
C.F. CHR-012	TMAQ	RETROEXCAVADORA C/ACCES P/MARTILLO	HR	30.50000	10.33	315.07	0.4893	1.0000	1.0000	1.0000	0.4893
C.F. CHR-015	TMAQ	CAMION CON PIPAP /AGUA	HR	30.50000	9.42	287.31	0.4462	1.0000	1.0000	1.0000	0.4462
C.F. CHR-016	TMAQ	CAMION TORTON CON GRUA TIPO HIAB 8 TON	HR	76.32000	13.43	1,024.98	1.5919	1.0000	1.0000	1.0000	1.5919
C.F. CHR-011	TMAQ	CAMION VOLTEO 14 M3	HR	30.50000	8.72	265.96	0.4131	1.0000	1.0000	1.0000	0.4131
C.F. CHR-012	TMAQ	COMPACTADOR VIBRATORIO	HR	30.50000	13.96	425.78	0.6613	1.0000	1.0000	1.0000	0.6613
C.F. CHR-013	TMAQ	CAMIONETA REDILAS 3T	HR	106.82000	2.48	264.91	0.4114	1.0000	1.0000	1.0000	0.4114
NEUM 012	TMAQ	NEUMÁTICOS 108	JGO	0.01525	295.82	4.51	0.0070	1.0000	1.0000	1.0000	0.0070
NEUM 013	TMAQ	NEUMÁTICOS 109	JGO	0.01525	311.39	4.75	0.0074	1.0000	1.0000	1.0000	0.0074
NEUM 014	TMAQ	NEUMÁTICOS 111	JGO	0.02366	1,182.31	27.97	0.0434	1.0000	1.0000	1.0000	0.0434
NEUM 011	TMAQ	NEUMÁTICOS 114	JGO	0.01525	311.39	4.75	0.0074	1.0000	1.0000	1.0000	0.0074
NEUM 013	TMAQ	NEUMÁTICOS 115	JGO	0.05341	140.13	7.48	0.0116	1.0000	1.0000	1.0000	0.0116
PESP 012	TMAQ	PIEZAS ESPECIALES PARA RETROEXCAVADORA C/ACCES P/MARTILLO	PZA	0.06100	31.14	1.90	0.0030	1.0000	1.0000	1.0000	0.0030
PZAESP EQ TEND	TMAQ	Piezas especiales para Equipo de Tendido y Tencionado de cables de línea	juego	0.20352	7,626.40	1,552.12	2.411	1.0000	1.0000	1.0000	2.4107
Total de TMAQ	TMAQ	MAQUINARIA				6,361.08	9.8796				9.8796
TOTAL DEL REPORTE						64,385.87	100.00	FACTOR DE AJUSTE			111.27

Figura 4.1 Cálculo de repotenciación utilizando factor de ajuste.

Costo Paramétrico de Línea				FECHA:	20/08/2018
CLAVE	DESCRIPCIÓN	UNID	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO USD	IMPORTE USD
4	4) Costo de repotenciación de líneas de transmisión por sustitución de conductor, para líneas 115 kV, 138 kV y 230 kV.				
4.1	115 kV - 1C - 1km - ACAR 1100 1 C/F				79,351.30
4-1	Caminos de acceso	km	1.00	12,149.77	12,149.77
4-2-1	Suministro, tendido y tensionado de cable conductor ACAR 1100, 1C/F	km-L	1.00	56,495.39	56,495.39
4-3-A	Retiro de cable, rebobinado y entrega a almacén. 1C/F	km-L	1.00	10,706.14	10,706.14
				TOTAL	79,351.30
				Factor Ajuste	111.27
				TOTAL AJUSTADO	88,291.39

Figura 4.2 Costo paramétrico de repotenciación con cable ACSS 795.

De la misma manera, para dos cables calibres 477, y utilizando los cálculos paramétricos aplicados para la repotenciación en el punto 4.8 230 kV-1C-1km-ACAR 650 2 C/F, el índice de ajuste para el cable es $7.26/6.09 = 1.1921$, obteniéndose el costo de repotenciación de \$USD 106,466.10, como se muestra en las Figuras 4.3 y 4.4. Estos resultados se incluyen como conceptos 4.9 y 4.10 en la Tabla Resumen 4.1.

ENTREGABLE 4: Repotenciación de Líneas de Transmisión

Ajuste de Costos, por explosión de los insumos del presupuesto											
										FECHA:	20/08/2018
CLAVE	Familia	Descripción	Unid	Cantidad	Costo USD	Importe USD	% Incidencia	Índice Arranque	Índice Ajuste	Factor Ajuste	% Incidencia Ajustado
Familia: AL											
CABLE-ACAR-650	AL	CABLE CONDUCTOR ACAR 650	kg	5,755.80000	6.09	35,052.82	44.0081	1.0000	1.1921	1.1921	52.4621
SUSP-VR-12CF	AL	Conjunto de suspensión vertical tipo "I" para 2 C/F	pza	5.70000	372.55	2,123.54	2.6661	1.0000	1.0000	1.0000	2.6661
TENC-2CF	AL	Conjunto de tensión para 2C/F	pza	4.20000	582.99	2,448.56	3.0741	1.0000	1.0000	1.0000	3.0741
Total de AL	AL	ALUMINIO				39,624.92	49.7483				58.2023
Familia: CO											
MT-1	CO	DIESEL	LT	11,695.96000	0.94	10,994.20	13.8030	1.0000	1.0000	1.0000	13.8030
MT-2	CO	GASOLINA MAGNA SIN	LT	5,848.37004	0.88	5,146.57	6.4614	1.0000	1.0000	1.0000	6.4614
MT-3	CO	ACEITE LUBRICANTE	LT	337.94708	3.60	1,216.61	1.5274	1.0000	1.0000	1.0000	1.5274
Total de CO	CO	COMBUSTIBLES				17,357.38	21.7918				21.7918
Familia: OT											
MT-AM-11B	OT	OTRO MAT. ELÉCTRICO									
	OT	AMORTIGUADORES STOCKBRIDGE PARA CABLE CONDUCTOR	pza	34.80000	44.54	1,549.99	1.9460	1.0000	1.0000	1.0000	1.9460
Total de OT	OT	OTRO MAT. ELÉCTRICO				1,549.99	1.9460				1.9460
Familia: OTO											
AUA	OTO	Agua	M3	80.10000	2.10	168.21	0.2112	1.0000	1.0000	1.0000	0.2112
MT-88	OTO	MATERIAL PÉTRO PIEDRA Y/O GRAVA SIN SELECCIONAR	m3	195.00000	12.87	2,509.65	3.1508	1.0000	1.0000	1.0000	3.1508
Total de OTO	OTO	OTROS OBRA CIVIL				2,677.86	3.3620				3.3620
Familia: SMO											
EQ DE SEG	SMO	Equipo de seguridad (3%)	(%)mo	0.03000	8,520.75	255.62	0.3209	1.0000	1.0000	1.0000	0.3209
HERRAMIENTA MAN	SMO	Herramienta de mano (4%)	(%)mo	0.04000	8,520.75	340.83	0.4279	1.0000	1.0000	1.0000	0.4279
MOSE-001	SMO	CABO DE OFICIALES	jor	17.63900	34.22	603.61	0.7578	1.0000	1.0000	1.0000	0.7578
MOSE-002-A	SMO	Oficil Albañil	jor	5.37500	27.41	147.33	0.1850	1.0000	1.0000	1.0000	0.1850
MOSE-003	SMO	AYUDANTE GRAL	jor	153.15200	21.28	3,259.07	4.0917	1.0000	1.0000	1.0000	4.0917
MOSE-006	SMO	MONTADOR	jor	32.91300	27.41	902.15	1.1326	1.0000	1.0000	1.0000	1.1326
MOSE-007	SMO	MANIOBRISTA	jor	131.65200	27.41	3,608.58	4.5305	1.0000	1.0000	1.0000	4.5305
MOSE-009	SMO	CHOFER	jor	23.72025	24.26	575.45	0.7225	1.0000	1.0000	1.0000	0.7225
MOSE-014	SMO	OPERADOR EQ. MAYOR	jor	32.39275	27.41	887.89	1.1147	1.0000	1.0000	1.0000	1.1147
MOSE-017	SMO	OPERADOR EQ. MENOR	jor	3.81250	24.26	92.49	0.1161	1.0000	1.0000	1.0000	0.1161
Total de SMO	SMO	MANO DE OBRA				10,673.02	13.3998				13.3997
Familia: TMAQ											
C.F. CHR-011	TMAQ	EQUIPO DE TENDIDO 220/440 V	HR	130.38000	21.36	2,784.92	3.4964	1.0000	1.0000	1.0000	3.4964
C.F. CHR-012	TMAQ	RETROEXCAVADORA C/ACCES P/MARTILLO	HR	30.50000	10.33	315.07	0.3956	1.0000	1.0000	1.0000	0.3956
C.F. CHR-013	TMAQ	CAMION CON PIPAP /AGUA	HR	30.50000	9.42	287.31	0.3607	1.0000	1.0000	1.0000	0.3607
C.F. CHR-015	TMAQ	CAMION TORTON CON GRUA TIPO HIAB 8 TON	HR	98.26200	13.43	1,319.66	1.6568	1.0000	1.0000	1.0000	1.6568
C.F. CHR-011	TMAQ	CAMION VOLTEO 14 M3	HR	30.50000	8.72	265.96	0.3339	1.0000	1.0000	1.0000	0.3339
C.F. CHR-012	TMAQ	COMPACTADOR VIBRATORIO	HR	30.50000	13.96	425.78	0.5346	1.0000	1.0000	1.0000	0.5346
C.F. CHR-013	TMAQ	CAMIONETA REDILAS 3T	HR	128.76200	2.48	319.33	0.4009	1.0000	1.0000	1.0000	0.4009
NEUM 012	TMAQ	NEUMÁTICOS 108	JGO	0.01525	295.82	4.51	0.0057	1.0000	1.0000	1.0000	0.0057
NEUM 015	TMAQ	NEUMÁTICOS 109	JGO	0.01525	311.39	4.75	0.0060	1.0000	1.0000	1.0000	0.0060
NEUM 016	TMAQ	NEUMÁTICOS 111	JGO	0.03046	1,182.31	36.01	0.0452	1.0000	1.0000	1.0000	0.0452
NEUM 011	TMAQ	NEUMÁTICOS 114	JGO	0.01525	311.39	4.75	0.0060	1.0000	1.0000	1.0000	0.0060
NEUM 013	TMAQ	NEUMÁTICOS 115	JGO	0.06438	140.13	9.02	0.0113	1.0000	1.0000	1.0000	0.0113
PESP 012	TMAQ	PIEZAS ESPECIALES PARA RETROEXCAVADORA C/ACCES P/MARTILLO	PZA	0.06100	31.14	1.90	0.0024	1.0000	1.0000	1.0000	0.0024
PZAESP EQ TEND	TMAQ	Piezas especiales para Equipo de Tendido y Tencionado de cables de línea	juego	0.26076	7,626.40	1,988.66	2.497	1.0000	1.0000	1.0000	2.497
Total de TMAQ	TMAQ	MAQUINARIA				7,767.63	9.7521				9.7522
TOTAL DEL REPORTE	TMAQ					79,650.80	100.00	FACTOR DE AJUSTE			108.45


Figura 4.3 Cálculo de repotenciación utilizando factor de ajuste.

4.8	230 kV - 1C - 1km - ACAR 650 2 C/F					98,167.10
4-1	Camino de acceso	km	1.00	12,149.77		12,149.77
4-2-8	Suministro, tendido y tensionado de cable conductor ACAR 650, 2C/F	km-L	1.00	73,282.13		73,282.13
4-3-B	Retiro de cable, rebobinado y entrega a almacén. 2C/F	km-L	1.00	12,735.20		12,735.20
					TOTAL	98,167.10
					Factor Ajuste	108.45
					TOTAL AJUSTADO	106,466.10

Figura 4.4 Costo paramétrico de repotenciación con dos cables ACAR 650.

ENTREGABLE 4: Repotenciación de Líneas de Transmisión

En la Figura 4.5 se ejemplifica el análisis de costo de repotenciación para líneas de 115 kV, y en la Tabla 4.1 se muestra el resumen de costos totales de repotenciación, los cuales, incluyen a los paramétricos de repotenciación (inversión física), costos de ingeniería y de supervisión, exceptuando a los costos de actividades previas y derecho de vía. Las figuras y la tabla se encuentran en la carpeta “4 Repotenciación” dentro de la carpeta de presupuestos.



ENTE OPERADOR REGIONAL

DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

EOR - ENTE OPERADOR REGIONAL

DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

4) Costo de repotenciación de líneas de transmisión por sustitución de conductor, para líneas 115 kV, 138 kV y 230 kV.

LÍNEA:

4

4) Costo de repotenciación de líneas de transmisión por sustitución de conductor, para líneas 115 kV, 138 kV y 230 kV.

Costo Paramétrico de Línea

FECHA:

20/08/2018

CLAVE	DESCRIPCIÓN	UNID	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO USD	IMPORTE USD
4	4) Costo de repotenciación de líneas de transmisión por sustitución de conductor, para líneas 115 kV, 138 kV y 230 kV.				
-	4.1	115 kV - 1C - 1km - ACAR 1100 1 C/F			79,351.30
-	4-1	Caminos de acceso	km	1.00	12,149.77
✓	4-2-1	Suministro, tendido y tensionado de cable conductor ACAR 1100, 1C/F	km-L	1.00	56,495.39
	4-3-A	Retiro de cable, rebobinado y entrega a almacén. 1C/F	km-L	1.00	10,706.14
				TOTAL	79,351.30
				Factor Ajuste	100.00
				TOTAL AJUSTADO	79,351.30
-	4.2	115 kV - 1C - 1km - ACAR 1300 1 C/F			88,624.27
	4-1	Caminos de acceso	km	1.00	12,149.77
✓	4-2-2	Suministro, tendido y tensionado de cable conductor ACAR 1300, 1C/F	km-L	1.00	65,768.36
	4-3-A	Retiro de cable, rebobinado y entrega a almacén. 1C/F	km-L	1.00	10,706.14
				TOTAL	88,624.27
				Factor Ajuste	100.00
				TOTAL AJUSTADO	88,624.27

Figura 4.5 Dos ejemplos de análisis de costos paramétricos de repotenciación.

Tabla 4.1 Resumen de costos totales de repotenciación (\$USD/km).

Clave	Línea	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
4.1	115 kV – 1C – ACAR 1100 1 C/F	5,208.96	79,351.30	6,795.28	91,355.54
4.2	115 kV – 1C – ACAR 1300 1 C/F	5,208.96	88,624.27	6,795.28	100,628.51
4.3	138 kV – 1C – ACAR 1100 1 C/F	5,275.71	79,351.30	7,270.95	91,897.96
4.4	138 kV – 1C – ACAR 1300 1 C/F	5,275.71	88,624.27	7,270.95	101,170.93
4.5	230 kV – 1C – ACAR 1100 1 C/F	5,344.73	79,351.30	8,054.63	92,750.66
4.6	230 kV – 1C – ACAR 1300 1 C/F	5,344.73	88,624.27	8,054.63	102,023.63
4.7	230 kV – 1C – ACAR 500 2 C/F	5,344.73	85,513.10	8,054.63	98,912.46
4.8	230 kV – 1C – ACAR 650 2 C/F	5,344.73	98,167.10	8,054.63	111,566.46
4.9	230 kV – 1C – ACSS-AW 795 1 C/F	5,208.96	88,291.39	6,795.28	100,295.63
4.10	230 kV – 1C – ACSS-AW 477 2 C/F	5,344.73	106,466.10	8,054.63	119,865.46

ENTREGABLES 5 y 7:

COSTOS DE ADQUISICIÓN E INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y BAHÍAS DE SUBESTACIÓN

COSTOS DE ADQUISICIÓN E INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y BAHÍAS DE SUBESTACIÓN

Para este entregable, se desarrolló una metodología para la determinación de los costos de adquisición e instalación de transformadores trifásicos y bancos de transformadores monofásicos, así como los costos asociados a las bahías en subestaciones, de acuerdo a los entregables prestablecidos en el Contrato de Servicios. Esta metodología es descrita a continuación.

1. OBTENCIÓN DEL COSTO PARAMÉTRICO DE INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y BAHÍAS DE SUBESTACIÓN.

De acuerdo con lo que se ha descrito hasta este momento, se ha definido una metodología para obtener el costo paramétrico de instalación de transformadores de potencia y bahías de subestación, considerando los alcances del proyecto a desarrollar en esta consultoría. Esta metodología se resume en los siguientes pasos:

1. Determinar actividades principales para el cálculo de costos paramétricos de bancos de transformación y bahías para subestación.
2. Elaborar un catálogo de conceptos para cada costo paramétrico dividiéndolo en obra civil y obra electromecánica.
3. Cuantificación de los conceptos principales por tipo de bahía, voltaje y banco de transformación de acuerdo a cada una de las características utilizadas.
4. Integrar las matrices para precios unitarios de cada una de las actividades del catálogo.
5. Mercadeo de insumos y equipo.
6. Cálculo de cada uno de los precios unitarios.
7. Integración de precios y catálogos para obtener el indicador paramétrico. Incluyendo los conceptos adicionales a la inversión física.

1.1 Actividades principales para el cálculo de costos paramétricos de bancos de transformación y bahías para subestación.

Partiendo de los diagramas unifilares propuestos en el entregable 10, para arreglos de barra principal más barra de transferencia y de interruptor y medio y a sus prediseños, se procedió a determinar los elementos constructivos característicos de cada esquema y de cada tipo de voltaje, haciendo énfasis que las representaciones gráficas utilizadas son referenciales para cuantificación representativa de conceptos principales y no corresponden a un proyecto en particular.

1.2 Elaborar un catálogo de conceptos para cada costo paramétrico dividiéndolo en obra civil y obra electromecánica.

Se determinaron dos grandes grupos de costos paramétricos, el primero para bancos de transformación, y el segundo que está relacionado con los tipos de bahía solicitados denominados bahías de línea y bahías de banco para cada uno de los niveles de tensión. Para ejemplificar lo anterior, se muestra los catálogos de conceptos de obra civil y obra electromecánica para una bahía de 115 kV de línea. Se hace mención que, en la integración de estos catálogos, se incluyeron las

aportaciones en volúmenes de obra de conceptos que físicamente están fuera de la bahía o banco de transformación, pero que forman parte del proyecto de una subestación, como son muros de contención y perimetrales, caminos de acceso, caminos interiores y caseta de control.

1.3 Actividades de obra civil.

Con respecto a la obra civil, las actividades principales son las siguientes:

Terracerías. Estas actividades consisten en hacer rellenos con material mejorado o de banco en el terreno donde se construirá la subestación, formando plataformas y terraplenes compactados de acuerdo a cotas de nivel y dimensiones establecidas en los planos del proyecto.

Muros de Contención. Son elementos de mampostería conformados, materiales pétreos y juntados con mortero, cuya función es la de contener terracerías o suelo natural de acuerdo a los planos y/o indicaciones de proyecto.

Muro Perimetral. Son los elementos de seguridad física que delimitan el predio de la subestación y están conformados por muros de ladrillo o block de concreto soportados por elementos verticales y horizontales de concreto armado. La cimentación puede ser de mampostería de piedra o de concreto armado.

Sistema de Tierras. Este sistema consiste en una cuadrícula de conductores de cobre enterrados y conectados entre sí y a varillas *Copper Weld*. En algunos puntos de cuadrícula, las varillas *Copper Weld* serán alojadas en registros que permitan hacer lecturas al sistema de tierras. La soldadura exotérmica, cable de tierra, varillas *Copper Weld*, registros, conectores a compresión y zapatas serán instalados de acuerdo a lo indicado en los planos de proyecto.

Caminos de Acceso. Es la conformación de terracerías y superficie de rodamiento desde la entrada de la subestación hasta las plataformas de bahías. La superficie de rodamiento es de concreto y sirve para soportar el tránsito de vehículos.

Caminos Interiores. De conformación similar a los caminos de acceso se utiliza para el tránsito y circulación interior dentro de las plataformas de bahías.

Pisos Terminados. Es la capa final del área de equipo eléctrico primario. Está conformada de material pétreo de tamaño uniforme máximo de 2 pulgadas denominado grava triturada.

Cimentación para Estructura Mayor. Es la construcción de elementos de cimentación para el soporte de las estructura metálicas principales que conforman las bahías de la subestación. Las cimentaciones se construyen de concreto armado de acuerdo a los planos de proyecto.

Cimentación para Estructura Menor. Es la construcción de elementos de cimentación para el soporte de las estructuras metálicas que, a su vez, soportan al equipo eléctrico primario; al igual que en el caso anterior, se construyen de concreto armado de acuerdo a los planos de proyecto.

Estructura Metálica Mayor y Menor. Son elementos de acero estructural galvanizado o extragalvanizado que soportan barras, cables, aisladores y equipos eléctricos primarios.

Caseta de Control. Es el edificio principal de la subestación. Aloja los tableros de protección, control y medición, tableros de control supervisorio, tableros de comunicaciones, tableros de servicios propios y banco de baterías, principalmente.

Trinchera. Son canalizaciones principales de la subestación, alojan primordialmente cables de control y fuerza.

Bancos de Ductos. Son las canalizaciones secundarias de la subestación, alojan primordialmente cables de control y fuerza.

Cimentaciones para Transformadores, Capacitores y Reactores. Son los elementos estructurales que transmiten las cargas mecánicas al suelo de los equipos principales de una subestación. En estos, se incluye mamparas y sistemas de drenaje, de acuerdo con los planos de proyecto.

1.4 Actividades de obra electromecánica.

Las actividades principales para la obra electromecánica son las siguientes:

Instalación para Alumbrado Exterior. Es el sistema de iluminación para señalización, vigilancia, operación y trabajos nocturnos en las áreas exteriores (de patio) de las subestaciones.

Buses, Aisladores y Conectores. Es el conductor eléctrico rígido o flexible ubicado en una subestación con la finalidad de servir como conector del equipo eléctrico primario a uno o más circuitos incluyen los aisladores y conectores.

Interruptor de Potencia. Es el dispositivo encargado de desconectar una carga eléctrica o una parte del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal como en condiciones de falla.

Cuchillas de potencia. También llamadas desconectadoras o seccionadoras, interrumpen los circuitos eléctricos que protegen contra cargas eléctricas elevadas, actúan en secuencia con la operación del interruptor para la protección de la instalación y del personal operativo.

Apartarrayos. Es un dispositivo que se encuentra permanentemente conectado en el sistema y opera cuando se presenta una sobretensión permitiendo que la energía sobrevoltaje se drene a tierra.

Transformadores de Corriente. Es el equipo eléctrico que permite medir la corriente sin interrumpir la línea, reduciéndola a un nivel seguro y medible de manera proporcional.

Transformador de Potencial. Es el equipo que reduce las tensiones a valores manejables y proporcionales a las primarias, separando del circuito de alta tensión los instrumentos de medida.

Transformador o Banco de Transformadores de Potencia. Equipo o dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico, manteniendo la potencia prácticamente igual, solo se afecta por sus propias pérdidas.

Charolas y Gabinetes. Son las vías para la colocación y arreglo de cables de control, fuerza y comunicaciones en caseta y trincheras.

Subestación de Servicios Propios y Subestación de Terciario. Es el conjunto de equipos eléctricos requeridos para el suministro de energía en la operación propia de la subestación.

Planta de Emergencia. Es la fuente de respaldo a través de un motor de combustión para el suministro de energía en la operación y funcionamiento de la propia subestación.

Banco de Baterías y Cargadores. Es el equipo que suministra la corriente directa para el control y monitoreo de equipos y tableros con este requerimiento, también proporciona energía para el control de emergencia en lapsos cortos de tiempo.

Tablero de servicios propios. Estos tableros son para la protección de sobretensiones y sobrecorrientes de circuitos de corriente alterna y corriente directa requeridos para la operación control y monitoreo de equipos y tableros de una subestación, también llamados tableros autoportados de barras continuas.

Tableros de protección, control y medición. Incluye los tableros para bahías de línea, bahías de banco y bahías de compensación, integran el control de equipo eléctrico primario de patio con la instrumentación de medición y protección.

Tableros de control supervisorio. Integran los controles requeridos para la operación remota de la instalación y su señalización dentro de la instrumentación.

Tableros de comunicaciones. Integran los enlaces de comunicación con otras instalaciones y los centros de control.

Cableado. Son los cables de alimentación de fuerza, control, protección y medición que permiten la transmisión de señales para la operación y monitoreo remoto.

Sistemas contra incendio. Son los dispositivos para la extinción de fuego.

Letreros. Identificación física de los equipos principales por su nomenclatura de operación.

La metodología para obtener el costo paramétrico se ejemplifica por medio del catálogo de obra civil como se muestra en la Figura 1.


 ENTE OPERADOR REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL		EOR - ENTE OPERADOR REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL				
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CATÁLOGO CIVIL BP+PT						
SUBESTACIÓN:						
7.A.1		Bahía de 115 kV				
Catálogo de conceptos					FECHA:	20/08/2018
CLAVE	DESCRIPCIÓN	UNID	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO USD	IMPORTE USD	
7.A.1	Bahía de 115 kV					
S-1	Terracerías	m2				
S-2	Muro de contención	m3				
S-3	Muro perimetral	m				
S-4	Sistema de tierras	kg				
S-5	Caminos de acceso	m2				
S-6	Caminos interiores	m2				
S-7	Pisos terminados	m2				
S-8-A	Cimentación estructura mayor, 115 kv	pza				
S-9-A	Cimentación estructura menor, 115 kv	pza				
S-10-A	Estructura mayor, 115 kv	kg				
S-11-A	Estructura menor, 115 kv	kg				
S-12	Caseta de control	m2				
S-13	Trinchera	m				
S-14	Banco de ductos	m				
				TOTAL	-	
				Factor Ajuste	100.00	
				TOTAL AJUSTADO	-	

Figura 1. Catálogo de conceptos para obra civil.

1.5 Cuantificación de los conceptos principales por tipo de bahía, voltaje y banco de transformación de acuerdo a cada una de las características utilizadas.

Una vez definido el catálogo de conceptos, se procede a cuantificar cada una de las actividades para cada tipo de bahía o banco de transformación. Esta actividad se realizó en archivos Excel llamados “Generador SE”, en los cuales, se calcula la cantidad de obra como se indica en la Figura 2, que ejemplifica la cuantificación de una cimentación para una estructura mayor de bahía de 115 kV.

[illegible]

Figura 2. Formato de números generadores.

1.6 Integración de matrices para precios unitarios de cada una de las actividades del catálogo.

Para la integración de precios unitarios, es necesaria la conformación de las cuadrillas de mano de obra que realizan las actividades del catálogo de conceptos, así como costos auxiliares, los cuales, son análisis de costos que inciden en los precios unitarios y análisis de costos horarios de maquinaria y equipo necesarios en la construcción de la subestación. Estos cálculos se realizaron en los archivos en Excel 7A1..., dentro de la carpeta de presupuestos como se muestra en las Figuras 3, 4 y 5.


		<div>EOR - ENTE OPERADOR REGIONAL</div> <div>DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL</div>				
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA						
CATÁLOGO CIVIL BP+PT						
SUBESTACIÓN:						
7.A.1		Bahía de 115 kV				
Cuadrillas de Mano de Obra						
					FECHA:	20/08/2018
Tipo	Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	costo USD	Total USD
+	#CUAD 2AYTE	Cuadrilla Ayudantes (2 Aytes. Grales.)	jor			
	MOSE-003	AYUDANTE GRAL	jor	2	21.28	42.56
	MOSE-001	CABO DE OFICIALES	jor	0.12	34.22	4.11
	HERRAMIENTA MAN	Herramienta de mano (4%)	(%)mo	0.04	46.67	1.87
	EQ DE SEG	Equipo de seguridad (3%)	(%)mo	0.03	46.67	1.4
					Suma	49.94
+	#CUAD 4AYTE	Cuadrilla Ayudantes (4 Aytes. Grales.)	jor			
	MOSE-003	AYUDANTE GRAL	jor	4	21.28	85.12
	MOSE-001	CABO DE OFICIALES	jor	0.22	34.22	7.53
	EQ DE SEG	Equipo de seguridad (3%)	(%)mo	0.03	92.65	2.78
	HERRAMIENTA MAN	Herramienta de mano (4%)	(%)mo	0.04	92.65	3.71
					Suma	99.14
+	#CUAD 5AYTE	Cuadrilla Ayudantes (5 Aytes. Grales.)	jor			
	MOSE-003	AYUDANTE GRAL	jor	5	21.28	106.4
	MOSE-001	CABO DE OFICIALES	jor	0.25	34.22	8.56
	EQ DE SEG	Equipo de seguridad (3%)	(%)mo	0.03	114.96	3.45
	HERRAMIENTA MAN	Herramienta de mano (4%)	(%)mo	0.04	114.96	4.6
					Suma	123.01
+	#CUAD ALBAÑIL+4AYTE	Cuadrilla Albañilería (Of. Albañil + 4 Aytes. Grales.)	jor			
	MOSE-002-A	Ofici. Albañil	jor	1	27.41	27.41
	MOSE-003	AYUDANTE GRAL	jor	4	21.28	85.12
	MOSE-001	CABO DE OFICIALES	jor	0.22	34.22	7.53
	HERRAMIENTA MAN	Herramienta de mano (4%)	(%)mo	0.04	120.06	4.8
	EQ DE SEG	Equipo de seguridad (3%)	(%)mo	0.03	120.06	3.6
				Suma	128.46	

Figura 3. Formato de cuadrillas para mano de obra civil.


 ENTE OPERADOR REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL		EOR - ENTE OPERADOR REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL				
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CATÁLOGO CIVIL BP+PT						
SUBESTACIÓN:						
7.A.1		Bahía de 115 kV				
Catálogo de Auxiliares					FECHA:	20/08/2018
Tipo	Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	costo USD	Total USD
+	ACERO AR #3-8 /MO-C	Acero/ mo-c Alta Resistencia #3 al 8 Fy=4200 kg/cm2, en cimentacion, Incluye mano de obra	kg			
	VARILLA Fy=4200K3-8	Varilla fy=4200 kg/cm2 no. 3 (3/8 ") al no. 8 (1")	TON	0.0011	835.5	0.92
	ALAMBRE RECOCIDO N 1	Alambre recocido no. 18	KG	0.0067	1.18	0.01
+	#CUAD FIER+AYUD	Cuadrilla (Fierrero+Ayudante)	jor	0.00694	54.66	0.38
+	ACERO AR #3 /MO-E	Acero/ mo-e Alta Resistencia #3 Fy=4200 kg/cm2, en estructuras, Incluye mano de obra	kg			
	VARILLA Fy=4200 KG 1	Varilla corrugada fy=4200 kg/cm2 no. 3 (3/8 ")	TON	0.00108	835.5	0.90
	ALAMBRE RECOCIDO N 1	Alambre recocido no. 18	KG	0.0268	1.18	0.03
+	#CUAD FIER+AYUD	Cuadrilla (Fierrero+Ayudante)	jor	0.00694	54.66	0.38
					Suma	1.31
+	ACERO AR #4 /MO-E	Acero/ mo-e Alta Resistencia #4 Fy=4200 kg/cm2, en estructuras, Incluye mano de obra	kg			
	VARILLA Fy=4200 KG 2	Varilla corrugada fy=4200 kg/cm2 no. 4 (1/2 ")	TON	0.00107	835.5	0.89
	ALAMBRE RECOCIDO N 1	Alambre recocido no. 18	KG	0.0151	1.18	0.02
+	#CUAD FIER+AYUD	Cuadrilla (Fierrero+Ayudante)	jor	0.00694	54.66	0.38
					Suma	1.29
+	ACERO AR #5 /MO-E	Acero/ mo-e Alta Resistencia #5 Fy=4200 kg/cm2, en estructuras, Incluye mano de obra	kg			
	VARILLA Fy=4200 KG 4	Varilla corrugada fy=4200 kg/cm2 no. 5 (5/8 ")	TON	0.00107	835.5	0.89
	ALAMBRE RECOCIDO N 1	Alambre recocido no. 18	KG	0.01025	1.18	0.01
+	#CUAD FIER+AYUD	Cuadrilla (Fierrero+Ayudante)	jor	0.00694	54.66	0.38
					Suma	1.28
+	ACERO AR #6 /MO-E	Acero/ mo-e Alta Resistencia #6 Fy=4200 kg/cm2, en estructuras, Incluye mano de obra	kg			
	VARILLA Fy=4200 KG 5	Varilla corrugada fy=4200 kg/cm2 no. 6 (3/4 ")	TON	0.00112	835.5	0.94
	ALAMBRE RECOCIDO N 1	Alambre recocido no. 18	KG	0.00671	1.18	0.01
+	#CUAD FIER+AYUD	Cuadrilla (Fierrero+Ayudante)	jor	0.00694	54.66	0.38
					Suma	1.33

Figura 4. Formato de catálogo de auxiliares.

EOR - ENTE OPERADOR REGIONAL				ANEXO MAQ		
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL						
ANÁLISIS DE COSTOS HORARIOS						
Maquina:	CHR-012	Hoja	2			
	RETROEXCAVADORA C/ACCES P/MARTILLO	Referencia:				
Obra:		Fecha:	20/08/2018			
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA		Tipo de cambio:				
		Formulo:				
Empresa:						
DATOS GENERALES						
Va = Valor de adquisicion	\$ 41,275.85	Pn = Potencia nominal	130.0000	HP		
VII = Valor de llantas	\$ 295.82	Tipo de combustible	Diesel			
Vn = Valor neto = Va-VII	\$ 40,948.89	CCo = Coeficiente de combusti	0.1514			
Vr = Valor c 10 =	\$ 4,094.89	Pc = Precio de combustible	\$ 0.94	/ litro		
Ti = Tasa de interes	10.00% / año	Fo = Factor de operacion	1.00			
Ps = Prima de seguros	10.00% / año	Cc = Capacidad de carter	15.00	litros		
Fm = Factor de mantenimiento	0.7500	Tc = Tiempo de cambio de acei	100.00	horas		
Ve = Vida economica	8,000.00 horas	Fl = Factor de lubricante	0.00			
Ha = Tiempo trabajado por año	2,000.00 horas	Pa = Precio de aceite	\$ 3.60	/ litro		
Nota: Las horas corresponden al tiempo efectivo de trabajo		Hv = Vida economica de llantas	2,000.00	horas		
COSTOS FIJOS:						
Depreciaci	D=(Vn-Vr)/Ve =	(40.948,89-4.094,89)/8.000,00	Activa	Inactiva	En espera	
			\$ 4.61	\$ 3.69	\$ 3.69	
Inversion	I=((Vn+Vr)/2Ha)Ti =	0,10(40.948,89+4.094,89)/ (2*2.000,0	\$ 1.13	\$ 1.13	\$ 1.13	
Seguros	S=((Vn+Vr)/2Ha)Ps =	0,10(40.948,89+4.094,89)/ (2*2.000,0	\$ 1.13	\$ 1.13	\$ 1.13	
Mantenimie	M= Fm x D =	0,75*4,61	\$ 3.46	\$ 2.77	\$ 3.46	
Subtotal			\$ 10.33	\$ 8.72	\$ 9.41	
CARGOS POR CONSUMOS:						
Combustible	C= Cco x Fo x Pn x Pc =	(0.1514*1,0000*130,0000)*0.94	Activa	Inactiva	En espera	
			\$ 18.50	\$ 0.00	\$ 5.55	
Lubricantes	L=(Cc/Tc+(Fm*Fl)Pa =	(0.0032*1,0000*130,0000+15,0000/10	\$ 2.06	\$ 0.00	\$ 0.62	
Llantas	V = VII / Hv =	295,82/2000,0000	\$ 0.15	\$ 0.00	\$ 0.00	
Piezas especiales		31,14/500,0000	\$ 0.06	\$ 0.00	\$ 0.00	
Subtotal			\$ 20.77	\$ 0.00	\$ 6.17	
COSTOS POR SALARIO DE OPERACIÓN						
MOSE-014	\$ 27.41	O= So/Horas =	27,41/8,00	Activa	Inactiva	En espera
OPERADOR EQ. MAYOR			\$ 3.43	\$ 3.43	\$ 3.43	
Subtotal			\$ 3.43	\$ 3.43	\$ 3.43	
COSTO DIRECTO HORA MAQUINA:						
			Activa	Inactiva	En espera	
			\$ 34.53	\$ 12.15	\$ 19.01	

Figura 5. Formato para el análisis de costos horarios.

1.7 Mercadeo de insumos y equipo.

Se obtuvo cotización referencial por parte de la empresa ABB México, para todo el equipo eléctrico primario de subestaciones como son bancos de transformación, interruptores, transformadores de corriente, transformadores de potencial y cuchillas desconectadoras. Cabe mencionar que esta cotización se obtuvo a través de una empresa que realiza actividades constructivas.

1.8 Cálculo de cada uno de los precios unitarios.

Con los datos obtenidos, se procede a calcular los precios unitarios de cada actividad del catálogo de conceptos. Los análisis de precios unitarios se encuentran en los archivos Excel 7A1..., dentro de la carpeta de presupuestos, como se muestra en la Figura 6.


EOR - ENTE OPERADOR REGIONAL			Documento: PU		
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL			Tipo de cambio:		
			Fecha: 20/08/2018		
			Hoja: 9		
Obra:					
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA					
ANÁLISIS DE PRECIO UNITARIO					
S-8-A	Cimentación estructura mayor, 115 kv				pza
Clave	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo	Importe
	Auxiliares				
EXCZANJ	Excavación de zanja, incluye: materiales, mano de obra, herramienta, equipo.	M3	42.43000	\$ 8.44	\$ 358.11
PLANT CS-100	Plantilla de concreto f'c=100 kg/cm2 de 5cm de espesor. Incluye: materiales, mano de obra, herramienta, equipo y todo lo necesario para su correcta ejecución	M2	17.68000	\$ 5.36	\$ 94.76
COD 030 CC	Fabricacion y colado de concreto en estructuras simple f'c=250 kg/cm2 vibrado y curado, incluye acarreo y colocacion	m3	9.36000	\$ 121.04	\$ 1,132.93
ACERO AR # 3 /MO-E	Acero/ mo-e Alta Resistencia # 3 Fy=4200 kg/cm2, en estructuras, Incluye mano de obra	kg	129.92000	\$ 1.31	\$ 170.20
ACERO AR # 4 /MO-E	Acero/ mo-e Alta Resistencia # 4 Fy=4200 kg/cm2, en estructuras, Incluye mano de obra	kg	165.40000	\$ 1.29	\$ 213.37
ACERO AR # 5 /MO-E	Acero/ mo-e Alta Resistencia # 5 Fy=4200 kg/cm2, en estructuras, Incluye mano de obra	kg	369.38000	\$ 1.28	\$ 472.81
ACERO AR # 6 /MO-E	Acero/ mo-e Alta Resistencia # 6 Fy=4200 kg/cm2, en estructuras, Incluye mano de obra	kg	26.82000	\$ 1.33	\$ 35.67
ACERO AR # 8 /MO-E	Acero/ mo-e Alta Resistencia # 8 Fy=4200 kg/cm2, en estructuras, Incluye mano de obra	kg	95.35000	\$ 1.35	\$ 128.72
RELLCOMPPEX	Relleno y compactación con material producto de excavación en capas de 20 cms. Promedio, al 95% proctor, incluye: pruebas de laboratorio, mano de obra, herramienta y equipo.	m3	33.07000	\$ 6.58	\$ 217.60
AUX-ANCLAS	Suministro y colocación de ancla estructural, con hechura de rosca, rondana y tuerca	kg	177.99000	\$ 4.53	\$ 806.29
	Suma de Auxiliares				\$ 3,630.46
	Costo Directo				\$ 3,630.46
	Indirectos			% 13.00	\$ 471.96
	Subtotal				\$ 4,102.42
	Financiamiento			% 1.00	\$ 41.02
	Subtotal				\$ 4,143.44
	Utilidad			% 8.00	\$ 331.48
PRECIO UNITARIO					\$ 4,474.92
CUATRO MIL CUATROCIENTOS SETENTA Y CUATRO DOLARES 92					

Figura 6. Análisis de precio unitario.

1.9 Integración de precios y catálogos para obtener el indicador paramétrico.

Con los precios unitarios calculados, se completa el catálogo de conceptos, para así obtener el costo paramétrico, como se muestra en la Figura 7.


		EOR - ENTE OPERADOR REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL			
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CATÁLOGO CIVIL BP+PT					
SUBESTACIÓN:					
7.A.1		Bahía de 115 kV			
Costo Paramétrico de Subestación Eléctrica				FECHA:	20/08/2018
CLAVE	DESCRIPCIÓN	UNID	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO USD	IMPORTE USD
7.A.1	Bahía de 115 kV				127,957.56
S-1	Terracerías	m2	750.00	35.47	26,602.50
S-2	Muro de contención	m3	24.75	134.46	3,327.89
S-3	Muro perimetral	m	43.33	166.40	7,210.11
S-4	Sistema de tierras	kg	913.46	20.24	18,488.43
S-5	Caminos de acceso	m2	50.00	22.58	1,129.00
S-6	Camino interiores	m2	250.00	34.16	8,540.00
S-7	Pisos terminados	m2	450.00	5.51	2,479.50
S-8-A	Cimentación estructura mayor, 115 kv	pza	2.00	4,474.92	8,949.84
S-9-A	Cimentación estructura menor, 115 kv	pza	18.00	390.79	7,034.22
S-10-A	Estructura mayor, 115 kv	kg	5,360.09	3.32	17,795.50
S-11-A	Estructura menor, 115 kv	kg	2,944.08	3.32	9,774.35
S-12	Caseta de control	m2	26.00	288.37	7,497.62
S-13	Trinchera	m	35.00	49.96	1,748.60
S-14	Banco de ductos	m	300.00	24.60	7,380.00
				TOTAL	127,957.56
				Factor Ajuste	100.00
				TOTAL AJUSTADO	127,957.56

Figura 7. Costo paramétrico de una subestación.

1.10 Actividades previas en subestaciones.

En las actividades previas se consideró los siguientes conceptos:

- Estudio de impacto social
- Topografía
- Licencias de construcción
- Estudio de mecánica de suelos
- Estudio de resistividad
- Estudio de impacto ambiental
- Prospección arqueológica
- Obras de mitigación y compensación ambiental
- Costo de terreno

Los costos de estas actividades están basados en la experiencia de este tipo de obras de los integrantes de la consultoría y de la revisión de datos estadísticos que fueron proporcionados de manera confidencial.

Con respecto al último punto, mediante una consulta confidencial, y considerando terrenos del Sureste de México, se definió el costo del terreno a \$USD 17.00 por m², que corresponde a predios suburbanos o en las periferias de las ciudades, localidades donde generalmente se ubican las subestaciones.

1.11 Ingeniería.

Las actividades de Ingeniería, incluye ingeniería básica, ingeniería de detalle tanto en aspectos de diseño civil y electromecánico, cuantificación y elaboración de paquetes para licitación. Los costos se calcularon en base a experiencia. Para realizar este tipo de proyectos se requiere una plantilla de ocho ingenieros y cuatro dibujantes con gastos de oficina y sus honorarios correspondientes. En la Figura 8 se muestran los costos de ingeniería por nivel de tensión.

Tabla 1. Costos de Ingeniería.

	115 kV	138 kV	230 kV	400 kV	500 kV
Ingeniería básica, Ingeniería de detalle por bahía	\$ 43,944.00	\$ 43,944.00	\$ 46,768.00	\$ 50,337.00	\$ 54,162.61
Ingeniería básica, Ingeniería de detalle por banco de transformación			\$ 50,268.00	\$ 54,123.00	\$ 58,236.35
Ingeniería básica, Ingeniería de detalle por banco de reactor			\$ 50,268.00	\$ 54,123.00	\$ 58,236.35
Ingeniería básica, Ingeniería de detalle por banco de capacitor			\$ 25,134.00	\$ 27,061.50	\$ 29,118.18

1.12 Supervisión.

La supervisión es realizada por parte del área contratante. Incluye actividades de medición para pago, reportes de campo y gabinete, atestiguamiento de pruebas, control de avance y calidad. Para este tipo de trabajo se requiere de 3 ingenieros con pago de traslados, vehículos, gastos de oficina de campo y oficina central. En la Figura 9 son mostrados los costos de supervisión por nivel de tensión.

Tabla 2. Costos de supervisión.

	115 kV	138 kV	230 kV	400 kV	500 kV
Supervisión por bahía	\$ 59,906.00	\$ 59,906.00	\$ 63,234.29	\$ 68,206.26	\$ 74,413.03
Supervisión por banco de transformación			\$ 73,218.65	\$ 79,874.00	\$ 87,142.53
Supervisión por banco de reactor			\$ 73,218.65	\$ 79,874.00	\$ 87,142.53
Supervisión por banco de capacitor			\$ 36,609.33	\$ 39,937.00	\$ 43,571.27

1.13 Costos Paramétricos.

Considerando todos los costos mencionados se obtiene el costo paramétrico de los conceptos principales que integran las bahías y los bancos de transformación como se muestra en la Figura 8.


							
	Actividades Previas	Ingeniería	Obra Civil	Obra Electromecánica	Supervisión	Total	
5.1 TRANSFORMADOR 1T 3F 230/115 100MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	1,921,780.81	40,214.40	2,273,847.50	
5.2 TRANSFORMADOR 1T 3F 230/138 100MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	1,925,626.53	40,214.40	2,277,693.22	
5.3 TRANSFORMADOR 1T 3F 230/115 150MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	2,249,369.98	40,214.40	2,601,436.67	
5.4 TRANSFORMADOR 1T 3F 230/138 150 MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	2,253,215.58	40,214.40	2,605,282.27	
5.5 BANCO TRANSF 4T 1F 400/230 300MVA	502,341.00	54,123.00	287,485.62	8,045,443.04	79,874.00	8,969,266.66	
5.6 BANCO TRANSF 4T 1F 500/230 300MVA	702,128.25	58,236.35	330,143.58	8,185,746.36	87,142.53	9,363,397.07	
5.7 BANCO TRANSF 4T 1F 230/115 180-300MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	4,681,494.12	73,218.65	5,132,265.51	
5.8 BANCO TRANSF 4T 1F 230/138 180-300MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	4,690,723.84	73,218.65	5,141,495.23	
5.9 BANCO TRANSF 4T 1F 230/115 270-450MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	5,467,708.08	73,218.65	5,918,479.47	
5.10 BANCO TRANSF 4T 1F 230/138 270-450MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	5,476,937.80	73,218.65	5,927,709.19	
5.11 AUTTRANSFORMADOR 1AT 3F 230/115 100MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	1,900,925.15	40,214.40	2,252,991.84	
5.12 AUTTRANSFORMADOR 1AT 3F 230/138 100MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	1,904,733.90	40,214.40	2,256,800.59	
5.13 AUTTRANSFORMADOR 1AT 3F 230/115 150MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	2,286,397.40	40,214.40	2,638,464.09	
5.14 AUTTRANSFORMADOR 1AT 3F 230/138 150 MVA	183,128.25	40,214.40	88,509.64	2,290,206.15	40,214.40	2,642,772.84	
5.15 BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 400/230 300MVA	502,341.00	54,123.00	287,485.62	7,005,470.36	79,874.00	7,929,293.98	
5.16 BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 500/230 300MVA	702,128.25	58,236.35	330,143.58	7,145,823.00	87,142.53	8,323,473.71	
5.17 BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 230/115 180-300MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	4,482,896.92	73,218.65	4,933,668.31	
5.18 BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 230/138 180-300MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	4,491,673.08	73,218.65	4,942,444.47	
5.19 BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 230/115 270-450MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	5,197,708.64	73,218.65	5,648,480.03	
5.20 BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 230/138 270-450MVA	183,128.25	50,268.00	144,156.49	5,206,287.56	73,218.65	5,657,058.95	
7.1 BAHIA DE LINEA DE 115 KV BP+BT	61,042.75	43,944.00	127,957.56	876,851.98	59,906.00	1,169,702.29	
7.2 BAHIA DE LINEA DE 138 KV BP+BT	61,042.75	43,944.00	143,270.21	931,628.66	59,906.00	1,239,791.62	
7.3 BAHIA DE LINEA DE 230 KV BP+BT	183,128.25	46,768.00	275,374.30	1,719,736.95	63,234.29	2,288,241.79	
7.4 BAHIA DE LINEA DE 400 KV BP+BT	451,341.00	50,337.00	753,910.29	2,922,490.59	68,206.26	4,246,285.14	
7.5 BAHIA DE LINEA DE 500 KV BP+BT	702,128.25	54,162.61	918,775.90	3,538,379.10	74,413.03	5,287,858.89	
7.6 BAHIA DE BANCO DE 115 KV BP+BT	122,085.50	43,944.00	188,159.42	1,294,893.30	59,906.00	1,708,988.22	
7.7 BAHIA DE BANCO DE 138 KV BP+BT	122,085.50	43,944.00	207,100.55	1,365,731.06	59,906.00	1,798,767.11	
7.8 BAHIA DE BANCO DE 230 KV BP+BT	366,256.50	46,768.00	397,968.73	2,342,742.82	63,234.29	3,216,970.34	
7.9 BAHIA DE BANCO DE 400 KV BP+BT	902,682.00	50,337.00	1,093,872.45	3,540,214.06	68,206.26	5,655,311.77	
7.10 BAHIA DE BANCO DE 500 KV BP+BT	1,404,256.50	54,162.61	1,326,434.26	4,295,241.97	74,413.03	7,154,508.37	
7.11 BAHIA DE LINEA DE 115 KV INTYMED	61,042.75	43,944.00	135,428.03	950,160.46	59,906.00	1,250,481.24	
7.12 BAHIA DE LINEA DE 138 KV INTYMED	61,042.75	43,944.00	150,470.68	1,006,130.30	59,906.00	1,321,493.73	
7.13 BAHIA DE LINEA DE 230 KV INTYMED	183,128.25	46,768.00	288,089.85	1,830,036.43	63,234.29	2,411,256.82	
7.14 BAHIA DE LINEA DE 400 KV INTYMED	451,341.00	50,337.00	773,196.62	3,115,597.79	68,206.26	4,458,678.67	
7.15 BAHIA DE LINEA DE 500 KV INTYMED	702,128.25	54,162.61	939,724.92	3,838,556.05	74,413.03	5,608,984.86	
7.16 BAHIA DE BANCO DE 115 KV INTYMED	122,085.50	43,944.00	194,696.08	1,367,780.08	59,906.00	1,788,411.66	
7.17 BAHIA DE BANCO DE 138 KV INTYMED	122,085.50	43,944.00	216,612.61	1,439,214.42	59,906.00	1,881,762.53	
7.18 BAHIA DE BANCO DE 230 KV INTYMED	366,256.50	46,768.00	410,684.28	2,458,800.77	63,234.29	3,345,743.84	
7.19 BAHIA DE BANCO DE 400 KV INTYMED	902,682.00	50,337.00	1,113,158.94	3,717,714.40	68,206.26	5,852,098.60	
7.20 BAHIA DE BANCO DE 500 KV INTYMED	1,404,256.50	54,162.61	1,347,383.57	4,559,651.56	74,413.03	7,439,867.27	

Figura 8. Costos paramétricos de bancos de transformación y bahías.

2. EJEMPLO DE INTEGRACIÓN DE COSTOS EN UNA SUBESTACIÓN

Para ilustrar la metodología descrita, a continuación se calcula la integración de costos para una subestación compuesta por dos alimentadores de 230 kV, un banco de transformación de 4AT-230/115-180-300 MVA y 4 alimentadores de 115 kV en configuración de Barra Principal + Barra de Transferencia.

La integración se realiza utilizando la Figura 8. de costos paramétricos, mostrando lo siguiente:

BAHIAS DE LINEA DE 230 KV BP+BT	$2,288,241.79 \times 2 = 4,576,483.58$
BAHIA DE BANCO DE 230 KV BP+BT	$3,216,970.34 \times 1 = 3,216,970.34$
BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 230/115 180-300MVA	$4,933,668.31 \times 1 = 4,933,668.31$
BAHIA DE BANCO DE 115 KV BP+BT	$1,708,988.22 \times 1 = 1,708,988.22$
BAHIA DE LINEA DE 115 KV BP+BT	$1,169,702.29 \times 4 = 4,678,809.16$
COSTO PARAMÉTRICO DE LA INVERSIÓN TOTAL	\$USD 19,114,919.61

A continuación, se presenta el ejemplo para actividades previas:

BAHIAS DE LINEA DE 230 KV BP+BT	$183,128.25 \times 2 = 366,256.50$
BAHIA DE BANCO DE 230 KV BP+BT	$366,256.50 \times 1 = 366,256.50$
BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 230/115 180-300MVA	$183,128.25 \times 1 = 183,128.25$
BAHIA DE BANCO DE 115 KV BP+BT	$122,085.50 \times 1 = 122,085.50$
BAHIA DE LINEA DE 115 KV BP+BT	$61,042.75 \times 4 = 244,171.00$
COSTO PARAMÉTRICO ACTIVIDADES PREVIAS	\$USD 1,281,897.75

A continuación, se realiza el ejemplo de la inversión física que se integra con la suma de obra civil más obra electromecánica:

BAHIAS DE LINEA DE 230 KV BP+BT	$1,995,111.25 \times 2 = 3,990,222.50$
BAHIA DE BANCO DE 230 KV BP+BT	$2,740,711.55 \times 1 = 2,740,711.55$
BANCO AUTTRANSF 4AT 1F 230/115 180-300MVA	$4,627,053.41 \times 1 = 4,627,053.41$
BAHIA DE BANCO DE 115 KV BP+BT	$1,483,052.72 \times 1 = 1,483,052.72$
BAHIA DE LINEA DE 115 KV BP+BT	$1,004,809.54 \times 4 = 4,019,238.16$
COSTO PARAMÉTRICO INVERSIÓN FÍSICA	\$USD 17,220,278.34

Este último costo comparado con una subestación de similares características en México, cuyo importe fue proporcionado de manera confidencial es:

Costo referencial: **\$USD 16,297,993.87**

Porcentaje de variación respecto del costo paramétrico de inversión física: **5.66 %**.

ENTREGABLE 6:

**COSTO DE ADQUISICIÓN E INSTALACIÓN DE ELEMENTOS DE
COMPENSACIÓN REACTIVA**

COSTO DE ADQUISICIÓN E INSTALACIÓN DE ELEMENTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA EN PARALELO

El proyecto de consultoría establece que se debe especificar los costos de adquisición e instalación de elementos de compensación reactiva en paralelo de la siguiente forma:

- a) Módulos de 5 MVAR, 10 MVAR y 20 MVAR, para bancos de capacitores en 230 kV.
- b) Módulos de 5 MVAR y 20 MVAR de reactores en 230 kV.

Para desarrollar este entregable, se consideró que cada módulo de capacitores se refiere a un banco de capacitores trifásico, mientras que, en el caso de reactores, un módulo se refiere a un reactor monofásico, a fin de conformar bancos trifásicos con el triple de capacidad en MVAR, lo cual, significa que, si se tiene tres módulos de 5 MVAR, se trata de un banco trifásico de 15 MVAR.

6.1 COSTOS DE CAPACITORES

Para establecer costos de estos equipos, se investigó la información facilitada por el EOR, así como información de otras fuentes. En realidad no hay mucha información al respecto. En la referencia COPAR T&T 2013 se encontró la información presentada en la Tabla 6.1, relacionada con capacitores que operan desde 115 kV a 161 kV. En México, prácticamente no se instala bancos de capacitores en 230 kV, debido a que las longitudes de las líneas de transmisión son relativamente grandes y en varias horas del día tienen una carga menor a su potencia natural, lo cual, causa elevaciones de tensión y, más bien, son instalados reactores en derivación a este nivel, así como en 400 kV.

Tabla 6.1 Costos de capacitores para México, en dólares americanos de 2013.

Voltaje de Operación (kV)	Potencia (MVAR)	Inversión Física ^a	Indirectos ^b	Total
115	7.5	1,072,042.00	10,720.00	1,082,763.00
	15.0	1,073,752.00	10,738.00	1,084,489.00
	22.5	1,110,206.00	11,102.00	1,121,308.00
	30.0	1,157,886.00	11,579.00	1,169,464.00
138	9.0	1,101,941.00	11,019.00	1,112,960.00
	18.0	1,138,296.00	11,383.00	1,149,679.00
	27.0	1,180,011.00	11,800.00	1,191,811.00
161	10.5	1,287,966.00	12,880.00	1,300,845.00
	21.0	1,348,742.00	13,487.00	1,362,230.00
	31.5	1,419,795.00	14,198.00	1,433,992.00

^aIncluye costo de equipo y material, instalación y montaje, transporte de material y equipo, ingeniería y supervisión del contratista.

^bIncluye avalúo maestro de predios, prospección arqueológica, supervisión de CFE, ingeniería básica, gestión social, mecánica de suelos y puesta en servicio.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico – Transmisión y Transformación (COPAR T&T 2013)*, México, 2013.

Con el objeto de actualizar los costos presentados en la tabla anterior a dólares americanos de 2018, se utiliza los parámetros de actualización del valor de esta moneda en términos de la inflación promedio de los Estados Unidos de América, los cuales, son mostrados en la Tabla A, de la sección Aspectos Generales.

En este caso, el factor que se debe aplicar es el de la inflación acumulada de 2013 a 2018, con un valor de 1.078. Los resultados de actualización de los costos son mostrados en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2 Costos de capacitores para México, en dólares americanos de 2018.

Voltaje de Operación (kV)	Potencia (MVar)	Inversión Física ^a	Indirectos ^b	Total
115	7.5	1,155,661.28	11,556.16	1,167,218.51
	15.0	1,157,504.66	11,575.56	1,169,079.14
	22.5	1,196,802.07	11,967.96	1,208,770.02
	30.0	1,248,201.11	12,482.16	1,260,682.19
138	9.0	1,187,892.40	11,878.48	1,199,770.88
	18.0	1,227,083.09	12,270.87	1,239,353.96
	27.0	1,272,051.86	12,720.40	1,284,772.26
161	10.5	1,388,427.35	13,884.64	1,402,310.91
	21.0	1,453,943.88	14,538.99	1,468,483.94
	31.5	1,530,539.01	15,305.44	1,545,843.38

^aIncluye costo de equipo y material, instalación y montaje, transporte de material y equipo, ingeniería y supervisión del contratista.

^bIncluye avalúo maestro de predios, prospección arqueológica, supervisión de CFE, ingeniería básica, gestión social, mecánica de suelos y puesta en servicio³.

Para el nivel de 230 kV, se encontró información de costos de capacitores en los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional de Panamá. Estos son presentados en la Tabla 6.3. La Tabla 6.4 presenta los tipos de cambio promedio mensuales de 2018, donde se puede observar que la paridad entre el dólar americano y el balboa es prácticamente igual a 1, de manera que los valores de la Tabla 6.3 no requieren ser convertidos a dólares americanos.

Tabla 6.3 Costos de capacitores en 230 kV, para varios proyectos en Panamá (Balboas de 2018).

Subestación	Capacidad (MVar)	Costo Estimado	Año de Puesta en Servicio
Chorrera	90 (3x30)	11,932,000.00	2018
Panamá II	60 (2x30)	6,848,000.00	2018
Veladero	90 (3x30)	7,520,000.00†	2020
San Bartolo	60 (2x30)	5,231,000.00†	2020
Llano Sánchez	30	2,478,000.00†	2020

Fuente: Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018-2031, Tomo III Plan de Expansión de Transmisión*, Panamá, 30 de enero 2018.

†Fuente: Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), *Anexo III-1 Plan de Inversiones 2017-2026*, Panamá, 2017.

Tabla 6.4 Paridad promedio mensual dólar americano/balboa en el año de 2018.

Mes	Último	Apertura	Máximo	Mínimo	%Variación
Ago 2018	1.0003	0.9995	1.0101	0.9930	0.08%
Jul 2018	0.9995	0.9995	1.0058	0.9923	0.01%
Jun 2018	0.9995	0.9987	1.0226	0.9941	-0.06%
May 2018	1.0001	1.0007	1.0107	0.9967	-0.06%
Abr 2018	1.0007	0.9994	1.0061	0.9960	0.04%
Mar 2018	1.0003	1.0001	1.0066	0.9925	0.02%
Feb 2018	1.0001	0.9989	1.0074	0.9909	0.12%
Ene 2018	0.9989	0.9986	1.0047	0.9905	0.03%
Máximo: 1.0226 Mínimo: 0.9905 Diferencia: 0.0321 Promedio: 0.9999 % var.: 0.1707					

Fuente: <https://es.investing.com/currencies/usd-pab-historical-data>

De la Tabla 6.3, se observa que el costo de los capacitores se incrementa con el nivel de tensión. Además, el costo del banco de capacitores para Llano Sánchez es prácticamente el doble del costo dado por CFE para los capacitores de 30 MVar en 115 kV, lo cual, aparentemente resulta razonable.

Adicionalmente, de las solicitudes de cotización de costos de capacitores realizadas a varias empresas, se nos envió la información mostrada en la Tabla 6.5.

Tabla 6.5 Precios de bancos de capacitores en 230 kV, puestos en Panamá (\$USD).

Descripción	Cantidad	Costo
Banco de capacitores de 5 MVar	1	110,000.00
Banco de capacitores de 10 MVar	1	150,000.00
Banco de capacitores de 20 MVar	1	220,000.00

Fuente: ABB.

Por otra parte, se realizó el cálculo paramétrico de bancos de capacitores y bancos de reactores en las tensiones y capacidades solicitadas, utilizando la metodología descrita en el entregable 5 y los resultados son los que se muestran en la Tabla 6.6.

Tabla 6.6 Costos paramétricos de capacitores y reactores (\$USD).

Clave	Equipo de Compensación	Actividades Previas	Ingeniería	Obra Civil	Obra Electromécanica	Supervisión	Total
6.A.1	Banco de capacitores, 5 MVar, 230 kV, incluyendo bahía	183,128.25	71,902.00	327,077.37	1,919,201.29	99,843.62	2,601,152.53
6.A.2	Banco de capacitores, 10 MVar, 230 kV, incluyendo bahía	183,128.25	71,902.00	327,077.37	1,968,505.45	99,843.62	2,650,456.69
6.A.3	Banco de capacitores, 20 MVar, 230 kV, incluyendo bahía	183,128.25	71,902.00	327,077.37	2,054,787.73	99,843.62	2,736,738.97
6.B.1	Banco de reactores, 15 MVar, 230 kV, incluyendo bahía	183,128.25	71,902.00	298,827.33	3,444,416.27	99,843.62	4,098,117.47
6.B.2	Banco de reactores, 60 MVar, 230 kV, incluyendo bahía	183,128.25	71,902.00	298,827.33	3,805,914.31	99,843.62	4,459,615.51


En la investigación realizada no se encontró en México referencia de costos de capacitores de 230 kV, de modo que el comparativo se realizó con la información de los bancos de capacitores de la Tabla 6.3 correspondiente a Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez, cuyos valores unitarios para un banco de capacitores de 230 kV 30 MVar son los siguientes:

Veladero: \$USD 2,506,666.67
 San Bartolo: \$USD 2,615,500.00
 Llano Sánchez: \$USD 2,478,000.00

ENTREGABLE 6: Costo de Adquisición e Instalación de Elementos de Compensación Reactiva

Por otra parte, de la Tabla 6.6, el concepto 6.A.3, Banco de capacitores de 230 kV de 20 MVAR incluyendo bahía, la inversión física es la suma de obra civil más la obra electromecánica que resulta de \$USD 2,381,865.10 y, considerando los valores de la Tabla 6.5, donde se muestra los costos del equipo, se observa que un incremento de 10 A 20 MVAR aumenta el costo en \$USD 70,000.00, lo cual, representa un factor de 1.3182 con respecto al costo del equipo para 20 MVAR que, aplicado a la tabla de ajuste para el concepto 6.A.3, resulta lo mostrado en la Tabla 6.7.

Tabla 6.7 Factor de ajuste para el montaje de un banco de 30 MVAR.

		ENTE OPERADOR REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL		EOR - ENTE OPERADOR REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL							
MONTAJE BANCO DE CAPACITORES 230 KV											
6A3											
6A3		MONTAJE BANCO DE CAPACITORES 230 KV, BANCO DE CAPACITORES 230KV 20MVAR									
Ajuste de Costos, por explosión de los insumos del presupuesto										FECHA: 20/08/2018	
CLAVE	Familia	Descripción	Unid	Cantidad	Costo USD	Importe USD	% Incidencia	Índice Arranque	Índice Ajuste	Factor Ajuste	% Incidencia Ajustado
Familia: CO		CO COMBUSTIBLES									
MT-1	CO	DIESEL	LT	10,800.00000	0.94	10,152.00	3.7348	1.0000	1.0000	1.0000	3.7348
MT-2	CO	GASOLINA MAGNA SIN	LT	5,450.40000	0.88	4,796.35	1.7645	1.0000	1.0000	1.0000	1.7645
MT-3	CO	ACEITE LUBRICANTE	LT	291.00000	3.60	1,047.60	0.3854	1.0000	1.0000	1.0000	0.3854
Total de CO		CO COMBUSTIBLES				15,995.95	5.8847				5.8847
Familia: EQUIP EL		EQUIP EL EQUIPO ELECTROMECÁNICO									
MT-0000A*230KV20	EQUIP EL	BANCO DE CAPACITORES 230KV 20MVAR	BANCO	1.00000	220,000.00	220,000.00	80.9353	1.0000	1.3182	1.3182	106.6889
Total de EQUIP EL		EQUIP EL EQUIPO ELECTROMECÁNICO				220,000.00	80.9353				106.6889
Familia: SMO		SMO MANO DE OBRA						1.0000	1.0000	1.0000	0.0000
EQDE-SEG	SMO	Equipo de seguridad (3%)	(%)mo	0.03000	28,993.20	869.80	0.3200	1.0000	1.0000	1.0000	0.3200
HERRAMIENTA MAN	SMO	Herramienta de mano (4%)	(%)mo	0.04000	28,993.20	1,159.73	0.4267	1.0000	1.0000	1.0000	0.4267
MOSE-008-D	SMO	AYUDANTE OBRA ELECTROMECANICA	jor	360.00000	24.30	8,748.00	3.2183	1.0000	1.0000	1.0000	3.2183
MOSE-009	SMO	CHOFER	jor	15.00000	24.26	363.90	0.1339	1.0000	1.0000	1.0000	0.1339
MOSE-01H	SMO	OPERADOR EQ. MAYOR	jor	30.00000	27.41	822.30	0.3025	1.0000	1.0000	1.0000	0.3025
MOSE-043-D	SMO	OFICIAL OBRA ELECTROMECANICA	jor	240.00000	48.60	11,664.00	4.2910	1.0000	1.0000	1.0000	4.2910
MOSE-044-D	SMO	SOBRESTANTE OBRA ELECTROMECANICA	jor	120.00000	71.51	8,581.20	3.1569	1.0000	1.0000	1.0000	3.1569
Total de SMO		SMO MANO DE OBRA				32,208.93	11.8493				11.8493
Familia: TMAQ		TMAQ MAQUINARIA									
C.F. CHR-05	TMAQ	CAMION TORTON CON GRUA TIPO HIAB 8 TON	HR	240.00000	13.43	3,223.20	1.1858	1.0000	1.0000	1.0000	1.1858
C.F. CHR-03	TMAQ	CAMIONETA REDILAS 3T	HR	120.00000	2.48	297.60	0.1095	1.0000	1.0000	1.0000	0.1095
NEUM-05	TMAQ	NEUMÁTICOS 111	JGO	0.07440	1,182.31	87.96	0.0324	1.0000	1.0000	1.0000	0.0324
NEUM-03	TMAQ	NEUMÁTICOS 115	JGO	0.06000	140.13	8.41	0.0031	1.0000	1.0000	1.0000	0.0031
Total de TMAQ		TMAQ MAQUINARIA				3,617.17	1.3307				1.3308
TOTAL DEL REPORTE		TMAQ				271,822.05	100.0000	FACTOR DE AJUSTE		125.75	

Entonces, el factor de ajuste resultante de la aplicación del ajuste del montaje para el banco de capacitores de 30 MVAR es aplicado en la Tabla 6.8, resultando un costo de inversión física de \$USD 421,326.36.

Haciendo incidir este valor en el resumen de costos de la Tabla 6.9, se obtiene el valor paramétrico para un banco de capacitores de 230 kV de 30 MVAR.


ENTE OPERADOR REGIONAL
 DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

[illegible][illegible]

Clave	Equipo de Compensación	Actividades Previas	Ingeniería	Obra Civil	Obra Electromécanica	Supervisión	Total
6.3	Banco de capacitores, 30 MVar, 230 kV		25,134.00	51,703.07	421,326.96	36,609.33	534,773.36
7.3	Bahía de 230 kV	183,128.25	46,768.00	275,375.30	1,719,736.95	63,234.29	2,288,241.79
6.A.3	Banco de capacitores, 30 MVar, 230 kV, incluyendo bahía	183,128.25	71,902.00	327,077.37	2,141,063.91	99,843.62	2,823,015.15

6.2 COSTOS DE REACTORES

El comparativo para el banco de reactores es el siguiente:

Como se mencionó con anterioridad no fue posible hacer un comparativo directo debido a que en México el banco de reactores de 230 kV con capacidad de 15 MVar no se utiliza, el de capacidad más cercana es de 18 MVar, su costo paramétrico de inversión física fue proporcionado de manera confidencial y es de 4,170,289.80 USD\$ para un banco compuesto por 4 reactores de 230 kV con una capacidad de 6 MVar cada uno.

Comparando el costo proporcionado contra el 6.B.1, Banco de reactores, 15 MVar, 230 kV, incluyendo bahía, cuya inversión física es la suma de la obra civil más la obra electromecánica, resultando en \$USD 3,743,243.60. Como puede observarse, el costo paramétrico obtenido es menor en 10.24%, mientras que su capacidad en MVar es menor en un 20% respecto al valor de referencia. Como sus capacidades son muy cercanas, se pueden comparar los costos unitarios de cada MVar, obteniéndose los siguientes: MVar referencial \$USD 231,682.76, y MVar calculado \$USD 249,549.57, lo que representa una diferencia de 7.71% mayor respecto al costo de referencia, de modo que se puede concluir que nuestro proceso de cálculo es correcto.

EOR: ESPACIO INTENSIONALMENTE EN BLANCO

SE HA ELIMINADO LA SECCIÓN ENTREGABLE 8

POR CONTENER INFORMACIÓN CONFIDENCIAL DE UN AGENTE.

ENTREGABLE 9:

ANÁLISIS DE COSTOS IMPREVISTOS

ANÁLISIS DE COSTOS IMPREVISTOS

9.1 CONCEPTO DE COSTOS IMPREVISTOS

En toda empresa dedicada a la prestación de servicios de construcción, interventoría, diseño y consultoría es muy importante el cálculo o estimación de los costos de la administración, el porcentaje de imprevistos y el margen de utilidad (AIU) de los proyectos a ejecutar, dado que para la gerencia resulta indispensable conocer el impacto que estas variables tienen sobre el riesgo, la seguridad y la viabilidad técnica y la factibilidad económica de cualquier proyecto de ingeniería¹.

Por tanto, normalmente los costos asociados a imprevistos estarán incluidos en el concepto AIU. Una de las mayores restricciones para desarrollar este concepto es la inexistencia de parámetros definidos por entidades que regulan la contratación pública y privada para la estimación de este indicador (AIU), pues no existe un valor teórico o parámetros reglamentados o establecidos bajo los cuales se pueda fundamentar su especificación.

9.1.1 Definición

El concepto del AIU (Administración, Imprevistos y Utilidad), es utilizado en contratos de construcción, y es indispensable definirlo para conocer el riesgo y la seguridad que se tiene al ejecutar e iniciar un presupuesto de obra. Es importante porque determina la seguridad y confiabilidad que se tiene al desarrollar el control de costos del presupuesto ya que es el resultado del estudio donde se proyectan los gastos en que incurrirá el contratista (en relación a la construcción), por la cual, es el contratante el responsable de la información suministrada y debe ser acorde a lo establecido con las normas legales vigentes y en los términos de referencia de cada licitación y/o contrato acordado².

El AIU es una estipulación que puede pactarse en los contratos, bajo el principio de la autonomía de voluntad de las partes, y que es importante aclarar que no hay ordenamiento legal que lo regule.

El AIU se refiere a costos requeridos para la ejecución de un contrato de construcción, donde:

- La Administración (A) son los costos indirectos necesarios para el desarrollo de un proyecto, como honorarios, impuestos, entre otros.
- La Utilidad (U) es la ganancia que el contratista espera recibir por la realización del contrato, la cual, debe ser garantizada por las entidades contratantes.
- Los Imprevistos (I) dependen de la naturaleza de cada contrato y constituyen el alea (eventos aleatorios del negocio), es decir, los riesgos normales en que incurre el contratista. Sin embargo, en la ejecución de presupuestos de obra, los imprevistos están preestablecidos y se tiene plena seguridad de su presencia, ya que es un riesgo normal en el desarrollo de todo proyecto.

¹ Cristian Alexander Cristancho González, Juan Miguel Suárez Ríos, *Estudio sobre la Estimación del A.I.U. (Administración, Utilidades e Imprevistos) en Empresas que Desarrollan Proyectos de Ingeniería Civil en la Ciudad de Bogotá*, Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero Civil, Universidad Católica de Colombia, 2013.

² Miguel David Rojas López, Natalia Andrea Bohórquez Patiño, "Aproximación Metodológica para el Cálculo del AIU," Dyna Año 77, Nro. 162, pp. 293-302, Medellín, Junio de 2010.

Conviene resaltar que, de la ocurrencia de hechos ordinarios inciertos derivados de riesgos previsibles identificados, cuyo impacto en el contrato no puede catalogarse como detonador del rompimiento del equilibrio económico del mismo, no faculta al contratista para obtener reconocimientos económicos de la entidad contratante³.

En Colombia, en los contratos estatales de ejecución sucesiva, como es el caso de los contratos de construcción de obras, por regla general se elaboran los presupuestos oficiales y las posteriores ofertas económicas usando la modalidad de precios unitarios directos más costos indirectos.

Los precios directos tienen relación, como su nombre lo indica, con las actividades que directamente se relacionan con la construcción de la obra. Por ejemplo, en una obra de ingeniería civil, excavación, pavimento, alcantarillado, entre otras.

Los costos indirectos hacen referencia a tres aspectos:

- La estructura administrativa necesaria para la ejecución del proyecto, impuestos, seguros, financiación, etc.
- Los riesgos ordinarios, normales, previsibles que asumirá el proponente adjudicatario y
- La utilidad que espera percibir el mismo por la ejecución de la obra.

Los costos indirectos, se expresan como porcentaje de los precios directos y, tradicionalmente, se han llamado porcentaje de A.I.U. (% Administración, % Imprevistos y %Utilidad).

Por fuera de los presupuestos oficiales y de las propuestas económicas de los oferentes se encuentran los acontecimientos imprevisibles sobrevenientes con posterioridad a la firma del contrato. Son esos hechos exógenos, anormales, extraordinarios, imprevisibles para los adjudicatarios, que afectan el equilibrio económico del contrato. Es de amplio conocimiento que el equilibrio económico del contrato se puede romper por tres factores fundamentales: (i) incumplimiento de los deberes del contratista o uso de sus poderes excepcionales, (ii) actos de la entidad contratante relacionados con el “Hecho del Príncipe”⁴ y (iii) hechos externos a los extremos contractuales, es decir, lo que se conoce como “Teoría de la Imprevisión”.

La teoría de la imprevisión es la consecuencia del problema que se presenta cuando las condiciones económicas de un contrato se alteran substancialmente y que motivan el incumplimiento de la obligación o necesidad de revisar las condiciones económicas pactadas, por no prever la alteración de las condiciones económicas que quedan fuera del alcance de los contratantes y, consecuentemente, buscar el equilibrio de las contraprestaciones recurriendo ante los Tribunales porque se han cambiado las condiciones económicas y las contraprestaciones se vuelven onerosas (costosas) para una de las partes⁵.

³ <https://prezi.com/qaa-enlwnfzc/imprevistos-en-la-cuantificacion/>

⁴ La ecuación o equilibrio económico-financiero del contrato administrativo, puede sufrir alteración por un acto imputable al estado (contratante), el cual, se denomina “hecho del príncipe”, determinante de la llamada alea administrativa. Por oposición, la alea económica se asocia a la “teoría de la imprevisión” y es ajena a la voluntad del contratante.

Referencia: <http://www.encyclopedia-juridica.biz14.com/d/hecho-del-pr%C3%ADncipe/hecho-del-pr%C3%ADncipe.htm>

⁵ Joel Chirino Castillo, *Teoría de la Imprevisión*, Universidad Autónoma de México, Instituto de Investigaciones Jurídicas. Referencia: <https://archivos.juridicas.unam.mx/www/bjv/libros/8/3833/21.pdf>

Cuando existe confusión en medio de la ejecución de un contrato entre lo que son riesgos previsibles y lo que son hechos imprevistos, es de esperar que se presenten abundantes controversias contractuales. Por un lado, los ejecutores de contrato (contratistas) pueden argumentar que, ante la ocurrencia de un sinnúmero de situaciones, consideradas como acontecimientos que producen cambios con respecto a la condición inicial del contrato antes de su ejecución, amerita reconocimiento mediante contraprestación económica⁵.

Por su parte, las entidades contratantes, ante los reclamos de los contratistas, a menudo pueden desconocer sus argumentos, convencidos de que las situaciones anómalas sobrevinientes pueden prevenirse y que los contratistas no ponen todo su ahínco, el personal, el equipo y la tecnología suficiente en prevenir acontecimientos dañinos.

9.1.2 Determinación de los Costos Imprevistos

No obstante la naturaleza aleatoria de la aparición de los costos de imprevistos, estos son calculados como un porcentaje de incremento sobre el costo directo, los cuales, son distribuidos proporcionalmente en cada renglón y, por lo general, se utiliza entre el 8 y el 15%, dependiendo de las características del proyecto y del tipo de contrato.

En este sentido, el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) establece un porcentaje de costos de imprevistos del 5%⁶.

La especificación de imprevistos como un porcentaje del costo total del proyecto, o una parte del mismo, tiene también un fundamento legal, y se refiere a que el contratante no puede garantizar un porcentaje de utilidad a los contratistas, independientemente de los costos imprevistos que se presenten, debido a que toda la responsabilidad de la viabilidad económica del proyecto cae en manos del contratante. Por este motivo, legalmente, el contratante no puede garantizar todas las utilidades al contratista. Por otra parte, si se especifica a priori un porcentaje de imprevistos, esto es equivalente a que el contratante pague una prima de seguro por los imprevistos que se le pueden presentar al contratista y que, en el momento en que estos costos superen a la “prima” establecida, entonces, el contratista tendrá una disminución en sus utilidades, lo cual, representa una situación en que ambas partes corren un riesgo, por lo que esta modalidad de especificación de imprevistos es la más aceptada por su simplicidad y que evita litigios largos y costosos para ambas partes⁵.

En términos de la regulación de transmisión en México, y a manera de ejemplo, se puede observar una clara tendencia a establecer las tarifas de transmisión bajo este marco de referencia, debido a que se establece lo siguiente en el Artículo 40, Fracciones II, III y IV de la Ley de la Industria Eléctrica⁷:

- II. Determinar Tarifas Reguladas de los servicios regulados de transmisión y distribución que permitirán obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación aplicables a las diversas modalidades de servicio, las pérdidas técnicas y no técnicas, de acuerdo con el estándar determinado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada.

⁶ Consejo de Electrificación de América Central, *Estudio de Costos Estándares de la Industria Eléctrica-Informe Final*, 2012.

⁷ H. Congreso de la Unión, *Ley de la Industria Eléctrica*, Diario Oficial de la Federación (DOF), 14 de agosto de 2014, Cd. De México, México.

- III. Determinar Tarifas Reguladas para los Suministradores de Servicios Básicos que permitirán obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada;
- IV. Determinar tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso que permitirán obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada, o bien, mediante procesos competitivos;

De acuerdo a esta revisión bibliográfica, lo que queda claro, es lo siguiente:

- Los costos de imprevistos deben ser causados por situaciones que realmente pueden causar que una de las partes salga perjudicada de manera tal que el contrato no pueda ser cumplido en sus términos originales.
- Cuando se adopta la condición de que los costos de imprevistos los paga el contratante previa comprobación del contratista, se ha observado que este último no tiene un interés genuino en que el proyecto sea realizado según el contrato e, incluso, puede actuar de manera dolosa para causar costos “imprevistos”.
- La modalidad de riesgo compartido, mediante la especificación de un porcentaje de imprevistos es la más aceptada.

Los imprevistos, desde el punto de vista de un contratista pueden ser manejados a través del concepto de gestión de riesgos, ya que el contratista tiene la oportunidad de ofertar un precio total para desarrollar un proyecto, dentro de un proceso de licitación, incluyendo los costos de imprevistos, los cuales, deben ser calculados en su oferta presupuestaria y que garanticen con un cierto grado de confianza que el costo total real del proyecto no será mayor que lo presupuestado.

9.2 GESTIÓN DE RIESGOS EN PROYECTOS: CÁLCULO DE CONTINGENCIA DE COSTO

9.2.1 Concepto de Riesgo

Un riesgo de un proyecto es un factor interno o externo, evento o condición incierto que, si se produce puede tener un efecto positivo o negativo sobre al menos un objetivo del proyecto, como tiempo, costo, alcance o calidad/funcionalidad, e incluso lo que alguno de estos factores (o de otros) pueda significar para terceros. Un riesgo puede tener una o más causas, y de materializarse, uno o más impactos⁸.

Los riesgos del proyecto tienen su origen en la incertidumbre que está presente en todos los proyectos. Las organizaciones perciben el riesgo como el efecto de la incertidumbre sobre los objetivos del proyecto y de la organización. Las organizaciones y los interesados están dispuestos a aceptar diferentes niveles de riesgo, en función de su actitud frente al riesgo. Por otra parte, en todo proyecto existe un determinado riesgo de que los objetivos deseados no se cumplan; este riesgo será mayor, cuanto más grande sea la imperfección de los objetivos fijados inicialmente y, también, es función del grado de seguimiento y control de los parámetros de riesgos que se efectúe durante

⁸ Katherine Plazas Aldama, “Cálculo de Imprevistos de un Proyecto VIS, Mediante la Aplicación de la Gestión de Riesgos,” Artículo Trabajo Final del programa de Especialización en Gerencia Integral de Proyectos, Universidad Militar Nueva Granada, Colombia, diciembre 2016.

la ejecución. De acuerdo a la Figura 9.1, se puede observar la relación del riesgo con respecto a los costos de reacción durante el ciclo de vida de un proyecto.

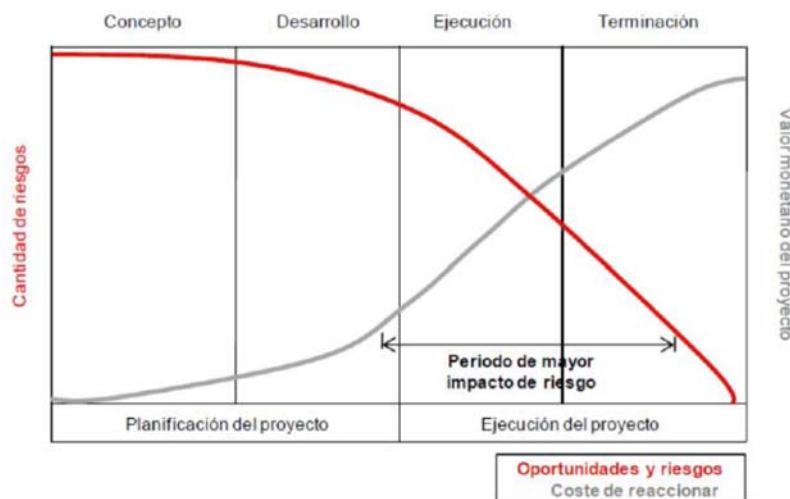


Figura 9.1 Relación Costo-Riesgo.

Fuente: Katerine Plazas Aldama, "Cálculo de Imprevistos de un Proyecto VIS, Mediante la Aplicación de la Gestión de Riesgos," Artículo Trabajo Final del programa de Especialización en Gerencia Integral de Proyectos, Universidad Militar Nueva Granada, Colombia, diciembre 2016.

Por otra parte, los riesgos están conformados de tres componentes esenciales, los cuales, corresponden a (i) un evento definible, (ii) la probabilidad de ocurrencia y (iii) la consecuencia de la ocurrencia (impacto).

9.2.2 Contingencia de Costo

La contingencia de costo o costo contingente es una reserva numérica, empleada para cubrir los costos imprevisibles dentro del alcance definido y fijo del proyecto; comúnmente, es utilizada para la gestión de los riesgos identificados y planeados en el desarrollo del proyecto.

De acuerdo con esta definición, puede ser considerada como una cantidad de fondos para llevar las posibilidades de subestimar la estimación total (del Estimado de Costos) a un nivel aceptable.

La contingencia cubre dos categorías de riesgos: desconocidos-conocidos y desconocidos-desconocidos. Los desconocidos-conocidos son riesgos que han sido identificados, analizados y puede ser posible planificar para su consideración, siendo fuentes de incertidumbre identificables. Los desconocidos-desconocidos no pueden ser gestionados aunque deben ser contemplados mediante una especificación de una contingencia general. Entonces, una contingencia debe ser definida para permitir riesgos residuales no identificables y no revelados durante el proceso de identificación de riesgos. Los desconocidos-desconocidos no pueden ser anticipados y, por tanto, no son gestionables y la presencia de algunos de ellos durante la realización del proyecto es inevitable, pero excluyen riesgos extremos como 'el mundo puede acabarse mañana'⁹.

⁹ David Baccarini, "Estimating Project Cost Contingency – A Model and Exploration of Research Questions," 20th Annual ARCOM Conference, 1-3 September 2004, Heriot Watt University, Association of Researchers in Construction Management, Vol.1, 105-13.

Por otra parte, la contingencia y el escalamiento son dos rubros claves para el manejo de un proyecto y se calculan con base en los riesgos identificados y los posibles impactos que pueden generar en el Cronograma y el Presupuesto¹⁰.

De acuerdo con lo anterior, la contingencia de costo se calcula probabilísticamente con base en la identificación de los riesgos que puedan impactar los rubros principales de un proyecto. Se emplea para:

- Compensar errores y omisiones en el proceso de diseño y estimación.
- Variabilidad de cantidades (cambios originados en el diseño, excepto cambios de alcance).
- Variación de la productividad.
- Variación de precios (excepto los contemplados en el escalamiento).

No se debe utilizar para:

- Cambios en el alcance.
- Interrupciones mayores inesperadas del trabajo. Por ejemplo, huelgas, actos de guerra, regulaciones gubernamentales nuevas, así como colapsos económicos.
- Desastres mayores como terremotos, incendios, inundaciones, etc.
- Escalamiento de precios de equipos por comprar (tendencia de variación de precios en el tiempo) y que pueden ser incluidos como elementos separados de los conceptos de costos que integran el presupuesto.

El costo contingente debe ser diferenciado de la Reserva de Gerencia, porque esta última gestiona el impacto de los riesgos desconocidos en el proyecto. Es decir, la Reserva de Gerencia es una provisión manejada por el responsable del proyecto para enfrentar posibles cambios en el alcance y calidad del proyecto y debe cubrir riesgos externos no previstos y extraordinarios, por ejemplo, una devaluación, causas de fuerza mayor, huelgas, entre otros.

9.2.3 Contingencia de Tiempo

En forma similar a la contingencia de costo, es una reserva en tiempo para cubrir las situaciones imprevisibles dentro del alcance específico definido del proyecto⁸.

Esta reserva también se calcula probabilísticamente evaluando el impacto de los riesgos identificados sobre las actividades relevantes del proyecto y sensibilizando como mínimo la ruta crítica en el cronograma.

Se recomienda el cálculo de una sola contingencia de tiempo y su previsión al final del cronograma, ya que, cuando se calcula de manera individual por gestiones o actividades relevantes, los responsables de estas consideran que tienen un colchón y una libertad en el tiempo y al final terminan utilizándolo.

¹⁰ <http://gestionderiesgoscontingencia.blogspot.com/2017/05/gestion-de-riesgos-en-proyectos-calculo.html>

9.2.4 Responsabilidad del Manejo de la Contingencia

La contingencia debe ser aprobada por el Gerente del Proyecto, tanto en su cálculo como en su utilización específica. Se debe llevar un control total de la utilización de cada contingencia aplicada, especificando las causas, impactos mejorados, valor empleado, responsables, forma de aplicar y contingencia residual¹⁰.

9.2.5 Escalamiento

Es un rubro que se calcula como la variación del costo de sistemas, equipos o elementos a comprar, según las condiciones cambiantes del mercado, desde el momento en que se calcula el costo inicial de la compra hasta el momento en que se asegura la compra (ya sea con una Orden de Compra, un Contrato, un Acuerdo de Precios, un Acuerdo anticipado de compra, etc)¹⁰.

9.3 TÉCNICAS DE EVALUACIÓN DE LA CONTINGENCIA DE COSTO

Tradicionalmente, las estimaciones de costos son determinísticas, esto es, se especifica un valor a cada concepto de costo, de modo que las contingencias son calculadas como un porcentaje adicional del costo total del proyecto sobre una base intuitiva, experiencias pasadas en proyectos similares y datos históricos. Este es el método de porcentajes tradicional y el porcentaje de contingencia es determinado subjetivamente y es adecuado para proyectos relativamente simples. Sin embargo, para proyectos más complejos, como puede ser la construcción de infraestructura de transmisión, es necesario utilizar alguna otra de las metodologías mostradas en la Tabla 9.1.

Tabla 9.1 Métodos de estimación de la contingencia de costo.

Método	Referencia Seleccionada
Porcentaje tradicional	Ahmad 1992, Moselhi 1997
Método de Momentos	Diekmann 1983; Moselhi, 1997, Yeo 1990
Simulación de Monte Carlo	Lorance & Wendling 2001
Especificación de factores (Factor Rating)	Hackney 1985, Oberlander & Trost 2001
Riesgos individuales – valor esperado	Mak, Wong & Picken 1998
Estimación de rangos	Curran 1989
Regresión	Merrow & Schroeder 1991; Aibinu & Jagboro 2002
Redes neuronales artificiales	Chen & Hartman 2000; Williams 2003
Conjuntos difusos	Paek, Lee, & Ock, 1993
Memoria de intervalo controlado	Cooper and Chapman 1985
Diagramas de influencia	Diekmann & Featherman 1998
Teoría de restricciones	Leach 2003
Proceso jerárquico analítico	Dey, Tabucanon & Ogunlana 1994

Fuente: David Baccarini, "Estimating Project Cost Contingency – A Model and Exploration of Research Questions," 20th Annual ARCOM Conference, 1-3 September 2004, Heriot Watt University, Association of Researchers in Construction Management, Vol.1, 105-13.

9.4 ASPECTOS GENERALES DE CÁLCULO PROBABILÍSTICO DE LA CONTINGENCIA DE COSTO

Para realizar el cálculo de la contingencia (en este apartado se dará como ejemplo la de costos, aunque aplica de manera muy similar a la del tiempo), se debe realizar los siguientes pasos¹⁰:

- Listar los riesgos identificados en el proyecto y ordenarlos según su valoración de altos, medios a bajos y según su área de gestión.
- Realizar una reunión con un pequeño grupo de expertos que tengan conocimiento de la valoración de los rubros principales (Gerente del proyecto, Control del Presupuesto, Programador, experto de riesgos, experto de construcción, experto de compras y contrataciones).
- Alistar el Presupuesto e identificar con el grupo reunido, los rubros uno por uno y selecciones los más relevantes.
- Sobre los rubros más relevantes, mapear los riesgos (relacione los riesgos) que puedan impactar cada uno de los rubros.
- Adicionar cuatro columnas nuevas e identificarlas con los siguientes nombres:
 - Valor base.
 - Valor más probable.
 - Valor optimista.
 - Valor pesimista.
- Con apoyo del grupo reunido, revisar rubro por rubro, evaluar los riesgos que los pueden impactar, según el mapeo realizado anteriormente y según la experiencia de quienes manejan o tengan conocimiento sólido en el respectivo rubro, a fin de asignar los valores:
 - Valor base = Valor que se tiene calculado en el Estimativo de Costos o Presupuesto.
 - Valor más probable = Valor que, luego del probable impacto de los riesgos, sea el más probable, puede ser igual al valor base, un poco mayor o incluso menor.
 - Valor optimista = Valor que considera un mínimo impacto de los riesgos, puede ser menos al valor más probable.
 - Valor pesimista = Valor que considera un mayor y fuerte impacto de los riesgos, generalmente es mayor al valor más probable.
- Agregar otro concepto de contingencia, si se considera necesario, el cual, representa a la contingencia residual o reserva gerencial.
- Una vez diligenciada la información anterior, se puede realizar una simulación probabilística con un software tipo Montecarlo como un *Crystal Ball* o un *@Risk*.

Para la corrida probabilística, se debe tener presente las siguientes consideraciones¹⁰:

- El presupuesto debe estar en una hoja de cálculo (ej.: Excel).
- Debe estar formulado completamente.
- Las columnas nuevas: valor base, valor más probable, valor optimista y valor pesimista, deben estar formuladas.
- Relacionar en el valor de cada rubro el valor base.
- Identificar el tipo de distribución que utilizará (para los tres datos y como una aproximación, puede ser la triangular).
- Definir los datos de entrada o suposiciones, en donde aparecerá la distribución triangular y le pedirá asignar los tres datos, relacione los datos del menor número, el medio y el máximo de las columnas valor más probable, optimista y pesimista.

- Repetir este proceso para cada uno de los rubros valorados.
- Sobre el valor total del presupuesto, asignar la variable "*forecast*".
- Seleccionar un número de iteraciones (ej.: 10.000).
- Correr la herramienta: "run".
- Aparecerá una gráfica indicando la probabilidad y la mayor frecuencia con el Percentil 50 o P50.
- En la misma gráfica aparecerá la línea base o el valor total del presupuesto (asignado al *forecast*).
- Para el cálculo de la contingencia, tome la mayor frecuencia o mayor probabilidad de ocurrencia con el P50 y réstele el valor de la línea base.

Ejemplo: Si el valor del presupuesto de \$100 y el P50 es igual a \$110, la contingencia será igual a la resta de P50 (\$110) menos la línea base (\$100) = \$10.

9.5 ANÁLISIS DE LA CONTINGENCIA DE COSTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

A continuación, se presenta varios ejemplos de aplicación de esta metodología, la cual, en lugar de calcular los costos imprevistos, calcula el costo total más probable que podrá tener un proyecto, utilizando una función de densidad de probabilidad triangular por grupo de concepto de costos y un valor especificado de porcentaje de contingencia residual sobre el costo total del proyecto. Para esto, se utiliza el método de Monte Carlo, aplicado a través del software *Crystal Ball* de Oracle®.

El ejemplo de aplicación es un proyecto de línea nueva de transmisión en 115 kV. Como caso base se considera que los costos pueden variar hacia arriba o hacia debajo de un costo base, de acuerdo a los conceptos siguientes:

Administración del proyecto ($\pm 5\%$).
Ingeniería (5% hacia abajo y 10% hacia arriba).
Suministro de materiales ($\pm 5\%$).
Construcción (5% hacia abajo y 25% hacia arriba).
Servidumbres ($\pm 20\%$).
Actividades previas ($\pm 10\%$).
Contingencia residual base: 10%.

La Tabla 9.2 presenta el caso base para un proyecto de línea de transmisión nueva a 115 kV, considerando un circuito y un conductor por fase ACSR 1113 MCM.

En este caso base, se tiene variaciones del 5% o mayores para todos los conceptos, lo cual, implica variaciones relativamente altas sobre el valor base total del proyecto, especialmente en los conceptos de costos de construcción y de servidumbre. Con este caso base, se genera cuatro casos adicionales, los cuales, consisten en lo siguiente:

- Caso 1: El valor del porcentaje de contingencia residual se especifica para tres escenarios diferentes: (i) 30%, (ii) 50%, y (iii) 80%.
- Caso 2: Los rangos de valores de los costos de construcción y de servidumbre son variados hacia arriba y hacia abajo separadamente, para posteriormente, variarlos hacia arriba únicamente.
- Caso 3: Los rangos de valores de los costos de construcción y de servidumbre son variados hacia arriba simultáneamente.

ENTREGABLE 9: Análisis de Costos Imprevistos

Tabla 9.2. Datos de costos (\$USD/km) de la línea de 115 kV, caso base.

Descripción	Valor Estimado	Valor Mínimo	Valor Máximo	Valor Simulado
Administración del Proyecto	20,970.19			
Administración del Proyecto	20,970.19	19,921.68	22,018.70	20,970.19
Ingeniería de las estructuras	7,094.91			
Ingeniería de las cimentaciones	233.07			
Ingeniería de localización de estructuras	465.50			
Ingeniería de cables de fibra óptica	135.60			
Ingeniería	7,929.08	7,532.63	8,721.99	7,929.08
Suministro de torres de acero	37,527.77			
Suministro para vestido de torres de acero	4,761.96			
Suministro sistema de tierras	509.33			
Suministro cable de guarda OPGW y accesorios	7,912.91			
Suministro cables de guarda Alumoweld y accesorios	6,129.64			
Suministro cable conductor ACSR 1113 y accesorios	33,416.04			
Suministro de Materiales	90,257.65	85,744.77	94,770.53	90,257.65
Apertura de brecha	3,917.07			
Caminos de acceso	13,796.75			
Cimentación torres de acero	9,267.06			
Montaje torres de acero	4,528.39			
Vestido de torres en suspensión y DEFLEX	2,577.85			
Instalación sistema de tierras	495.47			
Tendido y tensionado de cable de guarda OPGW	3,486.80			
Tendido y tensionado de cable de guarda AW 7#8	3,204.82			
Tendido y tensionado de conductor ACSR 1113 1C/F	11,841.81			
Construcción	53,116.02	50,460.22	66,395.03	53,116.02
Estudios de tasación de predios	1,781.04			
Personal y trámites	4,452.60			
Pago de servidumbre	44,526.00			
Servidumbres	50,759.64	40,607.71	60,911.57	50,759.64
Estudio de impacto social	393.25			
Selección de trayectoria y topografía	629.20			
Licencias de construcción	141.57			
Estudio de mecánica de suelos	419.47			
Estudio de resistividad	209.73			
Estudio de impacto ambiental	393.25			
Cumplimiento condicionantes ambientales	5,243.32			
Prospección arqueológica	209.73			
Actividades Previas	7,639.51	6,875.56	8,403.46	7,639.51
TOTAL DEL PROYECTO	230,672.09	211,142.57	260,785.18	230,672.09
CONTINGENCIA RESIDUAL	0%			
TOTAL PROYECTO + CONTINGENCIA RESIDUAL	230,672.09			

Para obtener el costo más probable del proyecto se utiliza el método de simulación de Monte Carlo. En este caso, el valor probable del proyecto se puede determinar con un 95% de confianza, después de haber realizado 10,000 simulaciones.

9.5.1 Caso 1: Variación de la Contingencia Residual

Para este caso, se ilustra con detalle el escenario cuando la contingencia residual es del 0%, cuyo valor base o estimado del costo total del proyecto es de \$USD 230,672.09.

Los resultados de la simulación de Monte Carlo indican un rango completo de \$USD 216,437.73 a \$USD 253,488.61, mientras que la media del costo probable del proyecto, con un 95% de confianza, es de \$USD 234,360.18 y su desviación estándar es \$USD 5,751.78. La gráfica de la Figura 9.2 presenta la función de densidad de probabilidad del costo total del proyecto para esta simulación.

Al percentil de 50% le corresponde un valor de $P50 = \$USD\ 234,367.77$, de manera que la diferencia entre el valor base del proyecto y P50 es el valor de la contingencia, es decir, \$USD 3,695.68, y se refiere al valor de los costos totales del proyecto con la mayor probabilidad de ocurrencia. Este resultado en términos porcentuales es 1.60%, a pesar de que las variaciones en los costos fueron mucho mayores.

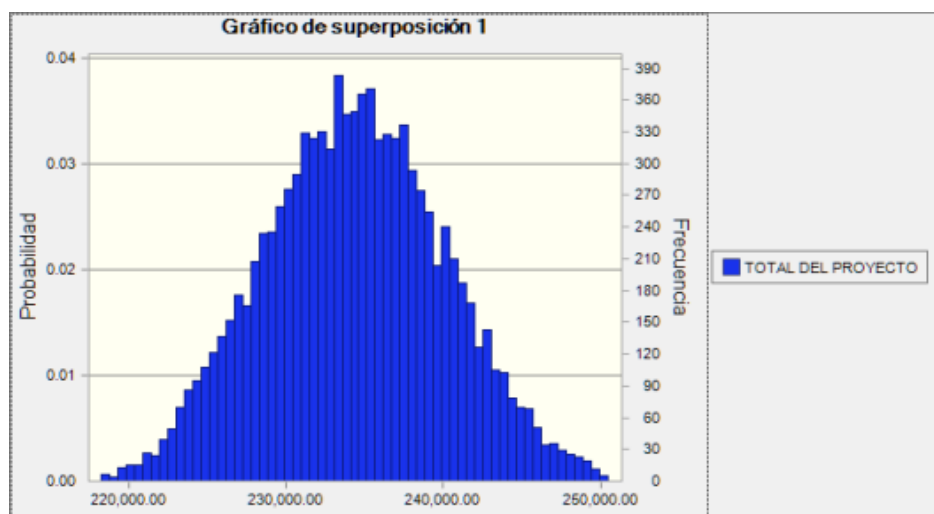


Figura 9.2 Función de distribución de probabilidad del costo total del proyecto (\$USD/km), caso base.

Los casos sin contingencia residual y de contingencia residual del 30%, 50% y 80%, son resumidos en la Tabla 9.3. En primera instancia, se observa que el costo total determinístico del proyecto se incrementa notablemente con el valor de la contingencia residual (hasta 1.8 veces el costo base). Sin embargo, desde el punto de vista probabilístico, el valor de la contingencia no se incrementa en la misma proporción que la contingencia residual, sino que permanece prácticamente constante, entre 1.51% y 1.6%. Por otra parte, la Tabla 9.4 presenta el grado de participación (sensibilidad) de los diferentes conceptos de costos, según los valores mínimos, máximos y simulados (iguales a los estimados), mostrando que la sensibilidad del costo de servidumbres es la mayor (51.7%), de manera que la variación de este costo influye más en el costo total calculado por el Método de Monte Carlo.

Tabla 9.3 Resultados estadísticos (\$USD/km) de la simulación de Monte Carlo para el Caso 1.

Concepto de Costo del Proyecto (\$)	Contingencia Residual (%)			
	0	30	50	80
Costo Base + Contingencia Residual	230,672.09	299,873.72	346,008.35	415,209.76
Valor Mínimo	216,437.73	216,630.42	216,832.20	216,231.25
Valor Máximo	253,488.61	254,904.10	255,125.54	254,339.74
Valor Medio	234,360.18	234,350.44	234,289.43	234,302.19
Desviación Estándar	5,751.78	5,807.58	5,764.84	5,769.21
P50 (Percentil del 50%)	234,367.77	234,206.29	234,166.46	234,185.44
Error Estándar Medio	57.52	58.08	57.65	57.69
Contingencia	3,695.68	3,534.20	3,494.37	3,513.35
% (Contingencia/Costo Base)	1.60	1.53	1.51	1.52

Tabla 9.4 Sensibilidades de costo total de proyecto con respecto a suposiciones y con una contingencia residual del 80%.

Suposiciones	Sensibilidad
Servidumbres	51.7%
Construcción	36.7%
Suministro de materiales	10.6%
Administración del proyecto + Ingeniería + Actividades previas	1.0%

A continuación, se presenta los casos donde se analiza la variación de las suposiciones de costos, manteniendo constante la contingencia residual en un valor del 50%.

9.5.2 Caso 2: Variación en los Costos de Construcción y Servidumbres

Para mostrar la forma en que la variación en el costo de construcción influye sobre el costo total probable del proyecto, se presenta la Tabla 9.5, en la que se indica el rango de variación del costo de construcción y su influencia sobre el valor del costo total calculado por el método de Monte Carlo, considerando una contingencia residual del 50%.

Como se nota en esta tabla, el costo total del proyecto, incluyendo la contingencia residual no se ve incrementado, ya que el porcentaje de contingencia residual permanece constante. Además, el rango de variación del costo de construcción influye en el valor de la contingencia de costo, aunque su efecto es muy bajo, debido a que, mientras el porcentaje del rango de variación en el costo de construcción se incrementó en hasta un 70% prácticamente, la contingencia de costo apenas tuvo un incremento un poco mayor al 1%.

Por otra parte, debe tenerse en mente que el rango de variación hacia abajo también fue ampliado, lo cual, puede tener un efecto contrario a incrementar las variaciones positivas. Esto puede ser observado en una serie de experimentos donde se incrementa el costo de construcción (ver Tabla 9.6) y, aparte, se incrementa las variaciones en el costo de servidumbre (ver Tabla 9.7), puesto que estos dos costos son los que más influyen en la contingencia de costo, además de que las situaciones críticas ocurren cuando los imprevistos a la alza ocurren.

Tabla 9.5 Resultados estadísticos (\$USD/km) de la simulación de Monte Carlo variando el rango de costo de construcción hacia arriba y hacia abajo para el Caso 2.

Concepto de Costo del Proyecto (\$)	Rango de Variación en Costo de Construcción (\$USD/km)			
	-10% a 40%	-15% a 50%	-20% a 60%	-25% a 70%
Costo Base + Contingencia Residual	346,008.14	346,008.14	346,008.14	346,008.14
% (Rango Costo Const./Costo Base)	11.51	14.96	18.42	21.88
Valor Mínimo	215,265.18	213,252.67	211,275.96	208,779.35
Valor Máximo	263,360.97	265,130.60	269,207.60	275,478.99
Valor Medio	236,055.66	236,974.47	237,859.98	238,677.72
Desviación Estándar	7,364.54	8,759.83	10,226.39	11,511.53
P50 (Percentil del 50%)	235,692.28	236,288.49	237,044.73	237,756.40
Error Estándar Medio	73.65	87.60	102.26	115.12
Contingencia	5,020.19	5,616.40	6,372.64	7,084.31
% (Contingencia/Costo Base)	2.18	2.43	2.76	3.07
% Sensibilidad a costo construcción	76.6	84.3	88.6	91.3
% Sensibilidad a costo servidumbres	55.9	46.5	39.7	34.6
% Sensibilidad a costo sum. materiales	25.1	22.9	17.3	15.0
% Sensibilidad a costo de administración	6.9	4.1	4.1	4.2
% Sensibilidad a costo actividades previas	6.0	3.0	3.9	<1
% Sensibilidad a costo ingeniería	3.4	<1	2.3	<1

De la Tabla 9.6, observe que el costo de construcción influye notablemente en la variación del costo total del proyecto. Sin embargo, aun cuando la contingencia residual incrementa el costo base en 50%, el Método de Monte Carlo permite ver las variaciones del costo total del proyecto debidas a la incertidumbre. Note que el rango de valores posibles que puede costar el proyecto puede ser de hasta un 24.18%, ante un incremento del costo de construcción en un 100%, no obstante que los demás conceptos (suposiciones) de costo también influyen en el costo total probabilístico.

Tabla 9.6 Resultados de simulación de Monte Carlo aumentando rango de costo de construcción hacia arriba para el Caso 2.

Concepto de Costo del Proyecto (\$)	Rango de Variación en Costo de Construcción (\$USD/km)			
	-5% a 40%	-5% a 60%	-5% a 80%	-5% a 100%
Costo Base + Contingencia Residual	346,008.14	346,008.14	346,008.14	346,008.14
% (Rango Costo Const./Costo Base)	10.36	14.96	19.57	24.18
Valor Mínimo	217,026.81	217,372.24	217,708.74	218,214.35
Valor Máximo	260,767.69	270,754.34	279,531.12	292,294.98
Valor Medio	236,905.34	240,545.69	243,979.16	247,638.98
Desviación Estándar	7,006.22	9,067.41	11,243.33	13,626.40
P50 (Percentil del 50%)	236,520.65	239,667.23	242,547.90	245,519.78
Error Estándar Medio	70.06	90.67	112.43	136.26
Contingencia	5,848.56	8,995.14	11,875.81	14,847.69
% (Contingencia/Costo Base)	2.54	3.90	5.15	6.44
% Sensibilidad a costo construcción	74.3%	85.6%	90.6%	93.4%
% Sensibilidad a costo servidumbres	57.0%	44.9%	35.7%	29.2%
% Sensibilidad a costo sum. materiales	25.2%	18.4%	17.2%	1.0%
% Sensibilidad a costo de administración	6.6%	4.7%	3.5%	<1%
% Sensibilidad a costo actividades previas	3.9%	<1%	2.3%	<1%
% Sensibilidad a costo ingeniería	<1%	2.9%	2.7%	<1%

Por otra parte, la Tabla 9.7 presenta resultados similares a la Tabla 9.6, lo cual, se explica por el hecho de que los costos de construcción y de servidumbres son similares en el caso base y las variaciones en ambos casos llegaron al 100%.

Debe observarse que, para variaciones de hasta el 80% de costo de construcción o de servidumbres, la contingencia de costo se incrementa en un poco más del 5%. Esto da lugar a concluir que la utilización del Método de Monte Carlo permite obtener contingencias de costo más realistas que un modelo determinístico, el cual, por definición, asume que las variaciones en los costos ocurren con un 100% de probabilidad.

Tabla 9.7 Resultados de la simulación de Monte Carlo variando el rango de costo de servidumbres hacia arriba para el Caso 2.

Concepto de Costo del Proyecto	Rango de Variación en Costo de Servidumbres (\$USD/km)			
	-20% a 40%	-20% a 60%	-20% a 80%	-20% a 100%
Costo Base + Contingencia Residual	346,008.14	346,008.14	346,008.14	346,008.14
% (Rango Costo Servidum./Costo Base)	13.20	17.60	22.00	26.41
Valor Mínimo	215,156.38	217,884.48	217,348.84	218,389.86
Valor Máximo	265,525.40	273,558.02	281,398.64	290,488.18
Valor Medio	237,759.19	241,158.91	244,307.08	247,935.25
Desviación Estándar	7,497.53	9,558.08	11,626.21	13,825.54
P50 (Percentil del 50%)	237,405.91	240,339.98	242,976.03	246,001.38
Error Estándar Medio	74.98	95.58	116.26	138.26
Contingencia	6,733.82	9,667.89	12,303.94	15,329.29
% (Contingencia/Costo Base)	2.92	4.19	5.33	6.65
% Sensibilidad a costo servidumbres	84.6	90.2	93.4	95.4
% Sensibilidad a costo construcción	43.7	36.1	28.6	23.6
% Sensibilidad a costo sum. materiales	23.6	17.9	16.4	12.8
% Sensibilidad a costo actividades previas	4.3	4.1	<1	<1
% Sensibilidad a costo de administración	3.0	3.7	3.9	2.7
% Sensibilidad a costo ingeniería	<1	<1	<1	<1

9.5.3 Caso 3: Variación Simultánea de Costos de Construcción y Servidumbre

Con el objeto de analizar lo que ocurre cuando cambian los dos costos más representativos en forma simultánea, se presenta la Tabla 9.8. Note que una variación del 60% en ambos conceptos causa una contingencia de costo del 6.92%, mientras que para una variación del 100%, se presentaría una contingencia de costo del 12.48%.

Sin embargo, los niveles de variaciones en los costos son muy drásticos (y poco probables de que ocurran), de manera que, utilizando el criterio manejado por el CEAC del 5% de Costos Imprevistos, se observa que puede ser adecuado, además, de que se evitaría problemas de litigio legal por imprevistos adicionales que pudieran presentarse en la realidad.

Tabla 9.8 Resultados de la simulación de Monte Carlo variando el rango de costo de construcción y servidumbres, para el Ejemplo 1, Caso 3.

Concepto de Costo del Proyecto	Rango de Variación en Costos (\$USD/km)			
	Al 40%	Al 60%	Al 80%	Al 100%
Costo Base + Contingencia Residual	346,008.14	346,008.14	346,008.14	346,008.14
% (Rango C. Const.+C. Serv.)/Costo Base	23.57	32.57	41.58	50.58
Valor Mínimo	217,802.26	217,784.70	218,785.05	215,924.80
Valor Máximo	270,116.56	288,729.76	308,549.65	327,233.86
Valor Medio	240,456.34	247,365.11	89,764.61	260,866.99
Desviación Estándar	8,546.88	11,982.71	15,072.67	18,641.11
P50 (Percentil del 50%)	240,084.26	246,625.55	253,616.50	259,471.35
Error Estándar Medio	85.47	119.83	150.73	186.41
Contingencia	9,412.17	15,953.46	22,944.41	28,799.26
% (Contingencia/Costo Base)	4.08	6.92	9.95	12.48
% Sensibilidad a costo servidumbres	73.3	72.2	70.6	70.8
% Sensibilidad a costo construcción	60.8	64.8	65.9	67.5
% Sensibilidad a costo sum. materiales	21.3	15.2	12.1	10.0
% Sensibilidad a costo actividades previas	4.6	4.6	<1	<1
% Sensibilidad a costo de administración	3.5	<1	<1	<1
% Sensibilidad a costo ingeniería	3.1	2.9	<1	<1

De acuerdo con los resultados obtenidos, los consultores concluyen lo siguiente para evaluar la contingencia de costo de proyectos que están por iniciar:

1. El problema del cálculo de costos imprevistos puede resultar complicado sobre una base de análisis de caso por caso.
2. El modelo de definición de imprevistos en un contrato es el que resulta adecuado desde un punto de vista jurídico.
3. Esta definición puede ser explicitada al momento de publicar bases de licitación, en las cuales, se especifique un porcentaje máximo de costos imprevistos, el cual, será respetado por el contratante, o bien, por la autoridad reguladora para fines de establecer la tarifa de transmisión. Se recomienda tomar como base el porcentaje sugerido por el CEAC del 5%. En este sentido, tanto los que paguen el proyecto de transmisión como los contratistas corren un riesgo compartido.
4. Otra alternativa es que el EOR y/o la CRIE definan una metodología basada en este método de Monte Carlo con el objeto de calcular la contingencia de costo que se le tenga que reconocer al contratista.

9.6 METODOLOGÍA PARA CALCULAR LA CONTINGENCIA DE IMPREVISTOS ANTE AVANCES EN EL DESARROLLO DE UN PROYECTO

Resulta obvio que conforme un proyecto es desarrollado, los imprevistos se ven reducidos, debido a que una serie de actividades ya fueron ejecutadas y, por tanto, se conoce su costo real, de manera que la incertidumbre es menor.

Por tanto, la metodología de análisis de imprevistos basada en el Método de Monte Carlo puede seguir siendo aplicada, considerando lo siguiente:

1. Para todas las actividades, descontar el costo ejercido según el avance de proyecto.
2. Para actividades ejecutadas al 100%, excluirlas del modelo de costos.
3. Para cada actividad que se está ejecutando, reducir su rango de variación de valores, con respecto al caso base, en un porcentaje en términos del grado de avance.
4. Para las actividades que no han sido iniciadas mantener las mismas condiciones de costo que en el modelo inicial (caso base).
5. Realizar un estudio semejante al ejemplo desarrollado en la Sección 5, a fin de determinar la contingencia de costo.
6. Ahora, la contingencia de costo será igual al P50 de este nuevo caso menos el costo estimado del nuevo caso base.

Para ilustrar este método, considere el ejemplo que se presenta a continuación, el cual, está basado en el ejemplo de la sección anterior. Para este nuevo ejemplo, se considera que las actividades siguientes han sido finalizadas:

- Ingeniería
- Servidumbres
- Actividades previas

Además, se considera que el proyecto de construcción de la línea de transmisión está avanzado en un 50%, de manera que los costos de las actividades que no han finalizado tienen costos pendientes de pagar por tal porcentaje. Adicionalmente, el rango de valores en el cual se puede mover el costo de cada actividad en desarrollo se reduce hacia arriba y hacia abajo en un 50% también. Entonces, se tiene lo siguiente:

- Administración del proyecto ($\pm 2.5\%$). Esta actividad finaliza con la puesta en servicio de la línea.
- Suministro de materiales ($\pm 2.5\%$). Se supone que los materiales son suministrados conforme avanza el proyecto.
- Construcción (2.5% hacia abajo y 12.5% hacia arriba). Se ha construido la mitad de la línea de transmisión.
- Contingencia residual base: 10%.

Con las premisas anteriores, se construye la Tabla 9.9, en la que las actividades finalizadas ya no están presentes. Además, a las actividades que solo tienen un avance del 50%, se les ha restado el 50% de su costo estimado y el rango de valores mínimos y máximos han sido reducidos a la mitad, conforme lo estipulado arriba.

La Tabla 9.10 presenta el resultado de la simulación de Monte Carlo, considerando una variabilidad de hasta el 100% de los costos de construcción pendientes. De acuerdo con los resultados mostrados en esta tabla, se observa que la contingencia de costo es prácticamente la mitad de lo reportado en la Tabla 9.6, para los rangos de variación del 60%, 80% y 100%, respectivamente, lo cual, permite observar que la contingencia de costo disminuye de manera lineal conforme los costos por pagar disminuyen. Este es un resultado importante, ya que se puede calcular rápidamente cuál será la contingencia de costo conforme avanza el desarrollo del proyecto, considerando solo un concepto

ENTREGABLE 9: Análisis de Costos Imprevistos

de costo como en este caso. Si hay dos o más conceptos de costo que presentan todavía incertidumbre, entonces, se debe recurrir al Método de Monte Carlo para evaluar la contingencia de costo.

Tabla 9.9. Datos de costos (\$USD/km) de la línea de 115 kV, caso base.

Descripción	Valor Estimado	Valor Mínimo	Valor Máximo	Valor Simulado
Administración del Proyecto	10,485.10			
Administración del Proyecto	10,485.10	10,222.97	10,747.22	20,970.19
Suministro de torres de acero	18,763.89			
Suministro para vestido de torres de acero	2,380.98			
Suministro sistema de tierras	254.67			
Suministro cable de guarda OPGW y accesorios	3,956.46			
Suministro cables de guarda Alumoweld y accesorios	3,064.82			
Suministro cable conductor ACSR 1113 y accesorios	16,708.01			
Suministro de Materiales	45,128.83	44,000.61	46,257.05	45,128.83
Apertura de brecha	1,958.54			
Caminos de acceso	6,898.38			
Cimentación torres de acero	4,633.53			
Montaje torres de acero	2,264.19			
Vestido de torres en suspensión y DEFLEX	1,288.92			
Instalación sistema de tierras	247.73			
Tendido y tensionado de cable de guarda OPGW	1,743.40			
Tendido y tensionado de cable de guarda AW 7#8	1,602.41			
Tendido y tensionado de conductor ACSR 1113 1C/F	5,920.91			
Construcción	26,558.01	25,894.06	29,877.76	26,558.01
TOTAL DEL PROYECTO	82,171.94	80,117.64	103,480.80	82,171.94
CONTINGENCIA RESIDUAL	10%			
TOTAL PROYECTO + CONTINGENCIA RESIDUAL	90,389.13			

Tabla 9.10 Resultados estadísticos (\$USD/km) de la simulación de Monte Carlo variando el rango de costo de construcción ante un avance del proyecto.

Concepto de Costo del Proyecto (\$)	Rango de Variación en Costo de Construcción (\$USD/km)			
	-2.5% a 12.5%	-2.5% a 60%	-2.5% a 80%	-2.5% a 100%
Costo Base + Contingencia Residual	90,389.13	90,389.13	90,389.13	90,389.13
% (Rango Costo Const./Costo Base)	4.85	20.2	26.66	33.12
Valor Mínimo	80,590.86	80,740.52	80,661.48	80,781.39
Valor Máximo	86,271.81	98,406.93	103,356.20	109,167.33
Valor Medio	83,057.46	87,246.02	88,930.77	90,904.62
Desviación Estándar	992.41	3,869.20	5,092.92	6,345.90
P50 (Percentil del 50%)	82,962.37	86,583.65	88,049.09	89,873.43
Error Estándar Medio	9.92	38.69	50.93	63.46
Contingencia	790.43	4,411.71	5,877.15	7,701.49
% (Contingencia/Costo Base)	0.96	5.37	7.15	9.37
% Sensibilidad a costo construcción	87.2	99.0	99.4	99.7
% Sensibilidad a costo sum. materiales	44.3	13.8	9.4	6.6
% Sensibilidad a costo administración	9.0	<1	<1	<1

ENTREGABLE 10:

PREDISEÑOS DE DIFERENTES TIPOS DE BAHÍAS DE SUBESTACIÓN

PREDISEÑOS DE DIFERENTES TIPOS DE BAHÍAS DE SUBESTACIÓN

Un prediseño de bahía de subestación se define como la representación gráfica de la localización y ubicación física de los equipos considerados en el diagrama unifilar. Para este proyecto de consultoría, los prediseños fueron realizados en función de los diagramas unifilares básicos.

El diagrama unifilar simplificado o básico es el esquema en el que se muestran las conexiones entre los equipos principales de una subestación eléctrica mediante símbolos convencionales. El propósito es el de suministrar de manera concisa información significativa acerca de la subestación y abarca la siguiente información básica:

- Niveles de tensión.
- Arreglo de barras de alta y baja tensión.
- Circuitos en cada nivel de tensión.
- Bancos de transformación.
- Equipo primario y sus conexiones por circuito.
- Localización del equipo primario.

Para este proyecto se consideraron los diagramas unifilares que se indican a continuación, para los esquemas de barra principal más barra de transferencia y para interruptor y medio. Los diagramas unifilares se muestran en las figuras 10.1 y 10.2.

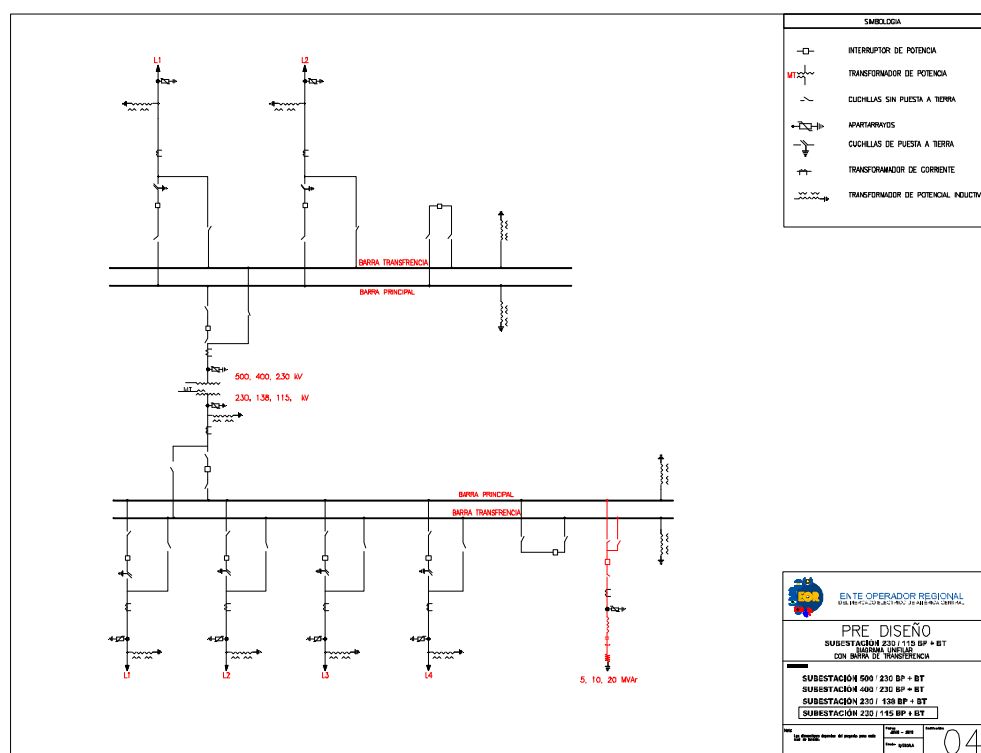


Figura 10.1 Diagrama unifilar Barra principal + Barra de Transferencia

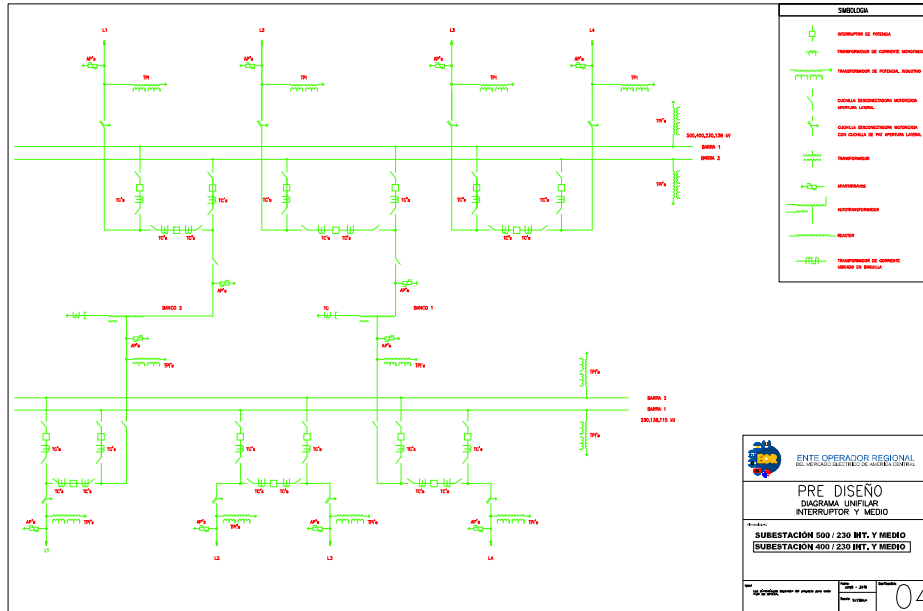


Figura 10.2 Diagrama unifilar interruptor y medio.

Adicionalmente, en las figuras 10.3 y 10.4 son mostrados los prediseños para barra principal + barra de transferencia e interruptor y medio. Estos prediseños permiten determinar la ubicación del equipo eléctrico principal para que su funcionamiento sea previsto en el diagrama unifilar. Además, facilitan la cuantificación de los suministros y cantidades de obra principales, y son un auxiliar para regular la licitación o concurso de obra.

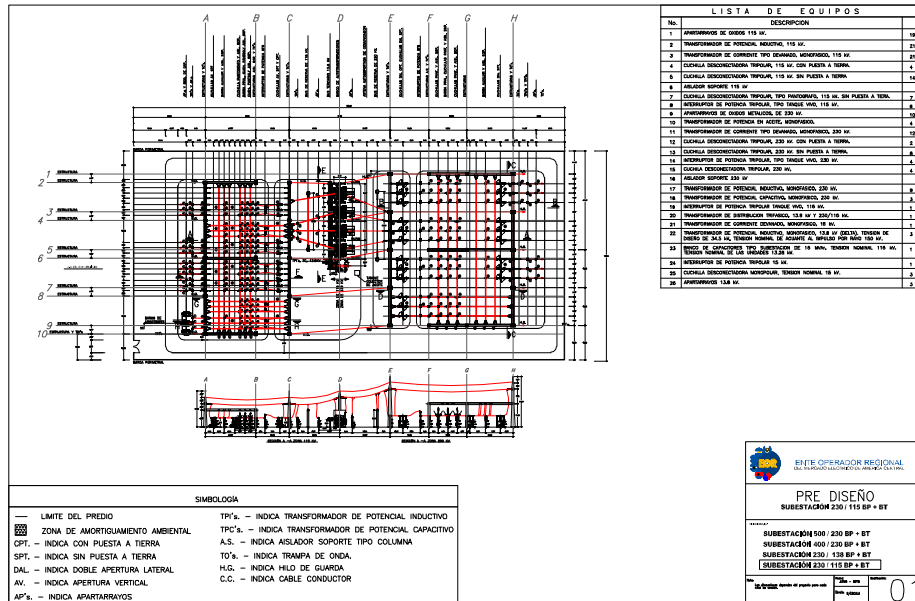


Figura 10.3 Prediseño de subestación con arreglo de barra principal + barra de transferencia.

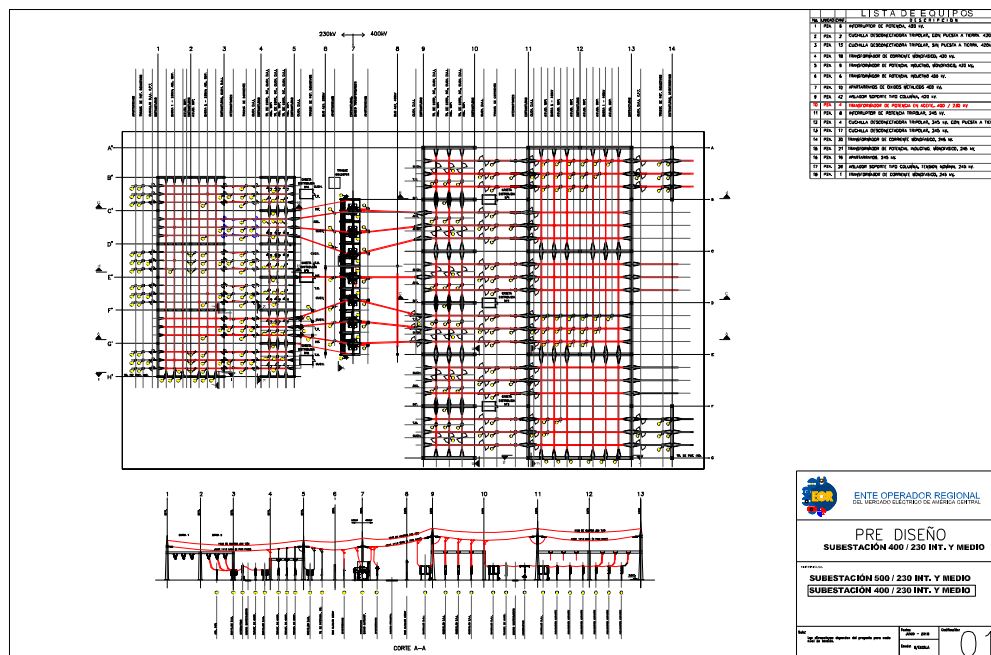


Figura 10.4 Prediseño de subestación con arreglo de interruptor y medio.

Cabe mencionar que los archivos correspondientes a las cuatro figuras anteriores se encuentran en la carpeta de prediseños.

APÉNDICE:

COSTOS ADICIONALES DE LÍNEAS DE 115 KV, 138 KV Y 230 KV

COSTOS ADICIONALES DE LÍNEAS DE 115 KV, 138 KV Y 230 KV

A continuación, y a petición expresa del Ente Operador Regional, se presenta un análisis de líneas nuevas de transmisión para 115 kV y 138 kV, considerando conductores ACSR 336.4 MCM, 556.5 MCM, 795 MCM, así como para repotenciación de líneas a estos niveles de voltaje, considerando conductores ACSR 795 MCM y su equivalente en el tipo ACSS-AW.

Los cables 336 y 556 ACSR no se consideraron por no cumplir con la potencia requerida en 115 y 138 KV, mientras que los 795 MCM sí fueron incluidos en el catálogo de conductores.

Antes de presentar los costos paramétricos de estas líneas, es conveniente recalcar que estos calibres de conductores deben ser considerados con su respectiva reserva, puesto que, para las potencias que el EOR definió para los entregables, se tiene un porcentaje de pérdidas, tal como es mostrado en el siguiente desarrollo.

Conductores Calibre 556.5 MCM

La Tabla A.1 presenta el porcentaje de pérdidas en conductores ACSR con calibre de 556.5 MCM, considerando transferencias de potencia de 200 MVA y 250 MVA, el cual, resulta en un valor mínimo de 12.66% para líneas de 100 km y 200 km, así como para un conductor o dos conductores por fase.

Tabla A1. Pérdidas (%) en conductores ACSR 556.5 MCM (Dove) a un nivel de 138 kV.

Un conductor por fase				Dos conductores por fase			
100 km		200 km		100 km		200 km	
200 MVA	250 MVA	200 MVA	250 MVA	200 MVA	250 MVA	200 MVA	250 MVA
12.66	15.82	25.32	31.66	6.33	7.91	12.66	15.82

Esta tabla muestra que, para líneas de un solo conductor por fase, por cada km de longitud, las pérdidas representan un 0.1266% y un 0.1582% para las potencias de 200 MVA y 250 MVA, respectivamente. Esto, tal vez parezca insignificante, pero si ya se considera una longitud de varias decenas de km, entonces, el nivel de pérdidas puede ser considerable.

Suponga una línea de 50 km con un conductor por fase y una transferencia de 200 MVA. Entonces, se tendría un nivel de pérdidas del 6.33%, lo cual, en términos de potencia significa 12.66 MW, siendo esta cantidad relativamente grande y, en muchos casos económicamente inadmisibles, ya que se considera que, en general, las pérdidas de energía en sistemas de transmisión deben estar entre el 2.5% y el 4%¹. Puesto que la resistencia es inversamente proporcional al área transversal del conductor, cuando se incrementa a dos conductores por fase el circuito, las pérdidas por transmisión son reducidas a la mitad, es decir, para este ejemplo, se reducen a un 3.17%, aproximadamente, o bien, se puede duplicar la longitud de la línea manteniendo el mismo nivel de pérdidas del 6.33%. Adicionalmente, para el caso de que la línea de 50 km transporte hasta 250 MVA, las pérdidas se ven incrementadas todavía más, causando que la línea sea económicamente inviable (7.91% de pérdidas).

¹Andrés Ghia & Alberto del Rosso, "Reducción de Pérdidas en Sistemas de Transmisión y Distribución: Beneficios Económicos y Ambientales" Cámara Argentina de la Construcción, Área de Pensamiento Estratégico, Diciembre 2013.

Ahora bien, si el objetivo es que las líneas de transmisión de este tipo transporten poca cantidad de potencia y a distancias cortas, entonces, el nivel de pérdidas puede reducirse a valores aceptables. Por tanto, es recomendable analizar cada caso individualmente a fin de determinar si el porcentaje de pérdidas es adecuado.

Por otra parte, si esta línea opera a 115 kV, entonces, el nivel de pérdidas es mayor, tal como lo muestra la Tabla A2.

Tabla A2. Pérdidas (%) en conductores ACSR 556.5 MCM (Dove) a un nivel de 115 kV.

Un conductor por fase				Dos conductores por fase			
100 km		200 km		100 km		200 km	
200 MVA	250 MVA	200 MVA	250 MVA	200 MVA	250 MVA	200 MVA	250 MVA
18.23	22.79	36.47	45.58	9.12	11.40	18.24	22.29

Como puede observarse, las pérdidas en 115 kV se ven incrementadas, lo cual, implica que en estos casos se tiene que analizar con mucho más cuidado las pérdidas para las transferencias y longitudes deseadas para cada proyecto de línea en particular.

Cabe mencionar que, debido a este análisis, fue que no se incluyó el calibre de 556.5 MCM para líneas de 115 y 138 kV. En su lugar, se consideró el conductor ACSR de 795 MCM.

Conductores Calibre 336.4 MCM

Para conductores ACSR 336.4 MCM (Oriole), se tiene que los porcentajes de pérdidas son aún mayores, tal como lo muestran las tablas A3 y A4, lo cual, implica que la utilización de estos conductores puede ser inviable económicamente por el alto porcentaje de pérdidas para los niveles de 115 kV y 138 kV. Sin embargo, para líneas de longitudes de unos cuantos km y para transferencias de potencia relativamente pequeñas, las pérdidas pueden reducirse significativamente, lo cual, implica que se debe analizar cada caso por separado.

Tabla A3. Pérdidas (%) en conductores ACSR 336.4 MCM (Oriole) a un nivel de 138 kV.

Un conductor por fase				Dos conductores por fase			
100 km		200 km		100 km		200 km	
200 MVA	250 MVA	200 MVA	250 MVA	200 MVA	250 MVA	200 MVA	250 MVA
21.02	26.27	42.03	52.54	10.51	13.13	21.02	26.27

Tabla A4. Pérdidas (%) en conductores ACSR 336.4 MCM (Oriole) a un nivel de 115 kV.

Un conductor por fase				Dos conductores por fase			
100 km		200 km		100 km		200 km	
200 MVA	250 MVA	200 MVA	250 MVA	200 MVA	250 MVA	200 MVA	250 MVA
30.26	37.83	60.53	75.66	15.13	18.92	30.26	37.83

Se hace énfasis que los conductores ACSR 795 MCM y 2x336.4 fueron considerados para el cálculo de costos de líneas en 138 kV, y son presentados en los Entregables 1-3.

APÉNDICE: Costos adicionales de líneas de 115 kV, 138 kV y 230 kV

Por otra parte, y de acuerdo con lo solicitado, a continuación se presentan los costos de líneas nuevas de transmisión en 115 kV, 138 kV, 230 kV, tablas A5, A6 y A7, así como los costos de repotenciación de líneas para estos niveles de tensión, Tabla A8.

Tabla A5. Costos totales de inversión para líneas nuevas de 115 kV, 1 y 2 circuitos (\$USD/km).

Clave	Tipo de Línea	Actividades Previas	Derecho de Vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
1	115 kV-1C-ACSR 795 1 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	139,701.12	6,795.28	186,377.50
2	115 kV-1C-ACSS 795 1 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	158,800.83	6,795.28	205,477.21
3	115 kV-1C-ACSR 556 1 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	136,081.77	6,795.28	182,758.15
4	115 kV-1C-ACSS 556 1 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	149,454.47	6,795.28	196,130.85
5	115 kV-1C-ACSR 336 1 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	122,762.92	6,795.28	169,439.30
6	115 kV-1C-ACSS 336 1 C/F TA	8,900.00	27,508.46	3,472.64	130,077.60	6,795.28	176,753.98
7	115 kV-2C-ACSR 795 1 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	180,659.57	6,795.28	240,174.31
8	115 kV-2C-ACSS 795 1 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	218,881.87	6,795.28	278,396.61
9	115 kV-2C-ACSR 556 1 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	173,436.21	6,795.28	232,950.95
10	115 kV-2C-ACSS 556 1 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	200,166.79	6,795.28	259,681.53
11	115 kV-2C-ACSR 336 1 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	160,135.48	6,795.28	219,650.22
12	115 kV-2C-ACSS 336 1 C/F TA	8,900.00	40,346.82	3,472.64	174,744.90	6,795.28	234,259.64

Nota: 1C=1 Circuito, 2C=2 Circuitos, 1 C/F=1 Conductor por Fase, TA=Torre de Acero.

Tabla A6. Costos totales de inversión para líneas nuevas de 138 kV, 1 y 2 circuitos (\$USD/km).

Clave	Tipo de Línea	Actividades Previas	Derecho de Vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
1	138 kV-1C-ACSR 795 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	142,390.20	7,270.95	194,439.91
2	138 kV-1C-ACSS 795 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	161,489.90	7,270.95	213,539.61
3	138 kV-1C-ACSR 556 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	138,756.31	7,270.95	190,806.02
4	138 kV-1C-ACSS 556 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	152,129.01	7,270.95	204,178.72
5	138 kV-1C-ACSR 336 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	123,300.76	7,270.95	175,350.47
6	138 kV-1C-ACSS 336 1 C/F TA	10,002.00	31,259.62	3,517.14	130,615.44	7,270.95	182,665.15
7	138 kV-2C-ACSR 795 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	183,841.65	7,270.95	250,480.40
8	138 kV-2C-ACSS 795 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	222,043.94	7,270.95	288,682.69
9	138 kV-2C-ACSR 556 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	176,598.29	7,270.95	243,237.04
10	138 kV-2C-ACSS 556 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	203,328.86	7,270.95	269,967.61
11	138 kV-2C-ACSR 336 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	160,997.01	7,270.95	227,635.76
12	138 kV-2C-ACSS 336 1 C/F TA	10,002.00	45,848.66	3,517.14	175,624.77	7,270.95	242,263.52

Nota: 1C=1 Circuito, 2C=2 Circuitos, 1 C/F=1 Conductor por Fase, TA=Torre de Acero.

Tabla A7. Costos totales de inversión para líneas nuevas de 230 kV, 1 y 2 circuitos (\$USD/km).

Clave	Tipo de Línea	Actividades Previas	Derecho de Vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
1	230 kV-1C-ACSR 795 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	156,020.61	8,054.63	216,168.15
2	230 kV-1C-ACSS 795 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	174,272.33	8,054.63	234,419.87
3	230 kV-1C-ACSR 556 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	137,430.83	8,054.63	197,578.37
4	230 kV-1C-ACSS 556 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	150,798.40	8,054.63	210,945.94
5	230 kV-1C-ACSR 336 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	133,192.26	8,054.63	193,339.80
6	230 kV-1C-ACSS 336 1 C/F TA	11,849.00	36,680.76	3,563.15	140,510.84	8,054.63	200,658.38
7	230 kV-2C-ACSR 795 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	244,672.75	8,054.63	323,157.92
8	230 kV-2C-ACSS 795 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	282,862.07	8,054.63	361,347.24
9	230 kV-2C-ACSR 556 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	224,675.40	8,054.63	303,160.57
10	230 kV-2C-ACSS 556 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	251,415.32	8,054.63	329,900.49
11	230 kV-2C-ACSR 336 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	214,991.30	8,054.63	293,476.47
12	230 kV-2C-ACSS 336 1 C/F TA	11,849.00	55,018.39	3,563.15	229,608.81	8,054.63	308,093.98

Nota: 1C=1 Circuito, 2C=2 Circuitos, 1 C/F=1 Conductor por Fase, TA=Torre de Acero.

Tabla A8. Costos totales de inversión para repotenciación de líneas de 115 kV, 138 kV y 230 kV, 1 circuito (\$USD/km).

Clave	Tipo de Línea	Actividades Previas	Derecho de Vía	Ingeniería	Inversión Física	Supervisión	Total
1	115 kV-1C-ACSR 795 1 C/F	no aplica	no aplica	5,208.96	69,765.66	6,795.28	81,769.90
2	115 kV-1C-ACSS 795 1 C/F	no aplica	no aplica	5,208.96	88,857.59	6,795.28	100,861.83
3	115 kV-1C-ACSR 556 1 C/F	no aplica	no aplica	5,208.96	66,147.24	6,795.28	78,151.48
4	115 kV-1C-ACSS 556 1 C/F	no aplica	no aplica	5,208.96	79,502.07	6,795.28	91,506.31
5	115 kV-1C-ACSR 336 1 C/F	no aplica	no aplica	5,208.96	56,307.68	6,795.28	68,311.92
6	115 kV-1C-ACSS 336 1 C/F	no aplica	no aplica	5,208.96	63,623.87	6,795.28	75,628.11
7	138 kV-1C-ACSR 795 1 C/F	no aplica	no aplica	5,275.71	69,765.66	7,270.95	82,312.32
8	138 kV-1C-ACSS 795 1 C/F	no aplica	no aplica	5,275.71	88,857.59	7,270.95	101,404.25
9	138 kV-1C-ACSR 556 1 C/F	no aplica	no aplica	5,275.71	66,147.24	7,270.95	78,693.90
10	138 kV-1C-ACSS 556 1 C/F	no aplica	no aplica	5,275.71	79,502.07	7,270.95	92,048.73
11	138 kV-1C-ACSR 336 1 C/F	no aplica	no aplica	5,275.71	56,307.68	7,270.95	68,854.34
12	138 kV-1C-ACSS 336 1 C/F	no aplica	no aplica	5,275.71	63,623.87	7,270.95	76,170.53
13	230 kV-1C-ACSR 795 1 C/F	no aplica	no aplica	5,344.73	69,765.66	8,054.63	83,165.02
14	230 kV-1C-ACSS 795 1 C/F	no aplica	no aplica	5,344.73	88,857.59	8,054.63	102,256.95
15	230 kV-1C-ACSR 556 1 C/F	no aplica	no aplica	5,344.73	66,147.24	8,054.63	79,546.60
16	230 kV-1C-ACSS 556 1 C/F	no aplica	no aplica	5,344.73	79,502.07	8,054.63	92,901.43
17	230 kV-1C-ACSR 336 1 C/F	no aplica	no aplica	5,344.73	56,307.68	8,054.63	69,707.04
18	230 kV-1C-ACSS 336 2 C/F	no aplica	no aplica	5,344.73	63,623.87	8,054.63	77,023.23

Nota: 1C=1 Circuito, 1 C/F=1 Conductor por Fase, 2 C/F=2 Conductores por Fase.