



ANEXO I-6

Costos, Selección del Conductor y Requerimientos de Protección



Costo Unitario de Líneas de Transmisión



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		9.94	0.00	9.94	9.94
2. Conductores y accesorios	1.00		45.90	0.00	45.90	45.90
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		3.34	0.00	3.34	3.34
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.42	0.00	4.42	4.42
5. Torres y accesorios	1.00		72.68	0.00	72.68	72.68
Sub-Total Materiales				0.00	136.28	136.28
6. Fundaciones	1.00	0.21		29.22		29.22
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.54		1.54
8. Montaje	1.00	0.35		48.05		48.05
Total Costo Base				78.80	136.28	215.08
9. Contingencias	0.10			7.88	13.63	21.51
10. Ingeniería y Administración	0.08			17.21		17.21
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			6.45		6.45
13. Inspección	0.03			6.45		6.45
14. Indemnización B/. * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			12.90		12.90
COSTO TOTAL				147.20	149.91	297.11



529

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO 2 COND. POR FASE CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		19.88	0.00	19.88	19.88
2. Conductores y accesorios	1.00		102.90	0.00	102.90	102.90
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.67	0.00	1.67	1.67
4. OPGW y accesorios	1.00		10.40	0.00	10.40	10.40
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.89	0.00	4.89	4.89
5. Torres y accesorios	1.00		95.63	0.00	95.63	95.63
Sub-Total Materiales				0.00	235.37	235.37
6. Fundaciones	1.00	0.21		50.46		50.46
7. Derecho de vía	1.00	0.01		2.66		2.66
8. Montaje	1.00	0.35		82.99		82.99
Total Costo Base				136.10	235.37	371.47
9. Contingencias	0.10			13.61	23.54	37.15
10. Ingeniería y Administración	0.08			29.72		29.72
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			11.14		11.14
13. Inspección	0.03			11.14		11.14
14. Indemnización B/. * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			22.29		22.29
COSTO TOTAL				241.51	258.91	500.42



530

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO 2 COND. POR FASE 1 CTO INICIAL CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		9.97	0.00	9.97	9.97
2. Conductores y accesorios	1.00		51.45	0.00	51.45	51.45
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.67	0.00	1.67	1.67
4. OPGW y accesorios	1.00		10.40	0.00	10.40	10.40
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.89	0.00	4.89	4.89
5. Torres y accesorios	1.00		95.63	0.00	95.63	95.63
Sub-Total Materiales				0.00	174.01	174.01
6. Fundaciones	1.00	0.21		37.30		37.30
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.96		1.96
8. Montaje	1.00	0.35		61.35		61.35
Total Costo Base				100.62	174.01	274.62
9. Contingencias	0.10			10.06	17.40	27.46
10. Ingeniería y Administración	0.08			21.97		21.97
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			8.24		8.24
13. Inspección	0.03			8.24		8.24
14. Indemnización B/. * KM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			16.48		16.48
COSTO TOTAL				183.10	191.41	374.51



**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
DOBLE CIRCUITO 2 COND. POR FASE ADICION 2do CTO:
CONDUCTOR 750 ACAR**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		9.97	0.00	9.97	9.97
2. Conductores y accesorios	1.00		51.45	0.00	51.45	51.45
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
5. Torres y accesorios	1.00		19.13	0.00	19.13	19.13
Sub-Total Materiales				0.00	80.55	80.55
6. Fundaciones	1.00	0.21		17.27		17.27
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.91		0.91
8. Montaje	1.00	0.48		38.34		38.34
Total Costo Base				56.51	80.55	137.06
9. Contingencias	0.10			5.65	8.05	13.71
10. Ingeniería y Administración	0.08			10.96		10.96
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.11		4.11
13. Inspección	0.03			4.11		4.11
14. Indemnización B/. * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			8.22		8.22
COSTO TOTAL				107.08	88.60	195.68



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		9.94	0.00	9.94	9.94
2. Conductores y accesorios	1.00		51.45	0.00	51.45	51.45
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		3.34	0.00	3.34	3.34
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.07	0.00	4.07	4.07
5. Torres y accesorios	1.00		57.38	0.00	57.38	57.38
Sub-Total Materiales				0.00	126.19	126.19
6. Fundaciones	1.00	0.21		27.05		27.05
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.42		1.42
8. Montaje	1.00	0.35		44.49		44.49
Total Costo Base				72.97	126.19	199.15
9. Contingencias	0.10			7.30	12.62	19.92
10. Ingeniería y Administración	0.08			15.93		15.93
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			5.97		5.97
13. Inspección	0.03			5.97		5.97
14. Indemnización B/. * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			11.95		11.95
COSTO TOTAL				137.59	138.80	276.40



**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO
CONDUCTOR 750 ACAR**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		4.97	0.00	4.97	4.97
2. Conductores y accesorios	1.00		25.73	0.00	25.73	25.73
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.67	0.00	1.67	1.67
4. OPGW y accesorios	1.00		10.40	0.00	10.40	10.40
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.07	0.00	4.07	4.07
5. Torres y accesorios	1.00		57.38	0.00	57.38	57.38
Sub-Total Materiales				0.00	104.22	104.22
6. Fundaciones	1.00	0.21		22.34		22.34
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.18		1.18
8. Montaje	1.00	0.35		36.74		36.74
Total Costo Base				60.26	104.22	164.48
9. Contingencias	0.10			6.03	10.42	16.45
10. Ingeniería y Administración	0.08			13.16		13.16
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.93		4.93
13. Inspección	0.03			4.93		4.93
14. Indemnización B/. * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			9.87		9.87
COSTO TOTAL				116.68	114.64	231.32



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 750 ACAR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		4.97	0.00	4.97	4.97
2. Conductores y accesorios	1.00		25.73	0.00	25.73	25.73
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.67	0.00	1.67	1.67
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.07	0.00	4.07	4.07
5. Torres y accesorios	1.00		43.04	0.00	43.04	43.04
Sub-Total Materiales				0.00	79.47	79.47
6. Fundaciones	1.00	0.21		17.04		17.04
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.90		0.90
8. Montaje	1.00	0.35		28.02		28.02
Total Costo Base				45.96	79.47	125.43
9. Contingencias	0.10			4.60	7.95	12.54
10. Ingeniería y Administración	0.08			10.03		10.03
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			3.76		3.76
13. Inspección	0.03			3.76		3.76
14. Indemnización B/. * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			7.53		7.53
COSTO TOTAL				93.14	87.42	180.56



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 1200 ACAR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		9.94	0.00	9.94	9.94
2. Conductores y accesorios	1.00		62.39	0.00	62.39	62.39
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		3.34	0.00	3.34	3.34
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.07	0.00	4.07	4.07
5. Torres y accesorios	1.00		76.51	0.00	76.51	76.51
Sub-Total Materiales				0.00	156.25	156.25
6. Fundaciones	1.00	0.23		35.46		35.46
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.87		1.87
8. Montaje	1.00	0.37		58.33		58.33
Total Costo Base				95.66	156.25	251.91
9. Contingencias	0.10			9.57	15.62	25.19
10. Ingeniería y Administración	0.08			20.15		20.15
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			7.56		7.56
13. Inspección	0.03			7.56		7.56
14. Indemnización B/. * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			15.11		15.11
COSTO TOTAL				173.10	171.87	344.98



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 1200 ACAR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		4.97	0.00	4.97	4.97
2. Conductores y accesorios	1.00		31.19	0.00	31.19	31.19
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.67	0.00	1.67	1.67
4. OPGW y accesorios	1.00		10.40	0.00	10.40	10.40
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.07	0.00	4.07	4.07
5. Torres y accesorios	1.00		76.51	0.00	76.51	76.51
Sub-Total Materiales				0.00	128.81	128.81
6. Fundaciones	1.00	0.28		35.86		35.86
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.89		1.89
8. Montaje	1.00	0.46		58.98		58.98
Total Costo Base				96.74	128.81	225.55
9. Contingencias	0.10			9.67	12.88	22.55
10. Ingeniería y Administración	0.08			18.04		18.04
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			6.77		6.77
13. Inspección	0.03			6.77		6.77
14. Indemnización B/. * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			13.53		13.53
COSTO TOTAL				169.02	141.69	310.71



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 1200 ACAR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		4.97	0.00	4.97	4.97
2. Conductores y accesorios	1.00		31.19	0.00	31.19	31.19
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.67	0.00	1.67	1.67
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		4.07	0.00	4.07	4.07
5. Torres y accesorios	1.00		57.38	0.00	57.38	57.38
Sub-Total Materiales				0.00	99.29	99.29
6. Fundaciones	1.00	0.21		21.22		21.22
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.18		1.18
8. Montaje	1.00	0.36		35.36		35.36
Total Costo Base				57.76	99.29	157.04
9. Contingencias	0.10			5.78	9.93	15.70
10. Ingeniería y Administración	0.08			12.56		12.56
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.71		4.71
13. Inspección	0.03			4.71		4.71
14. Indemnización B/. * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			9.42		9.42
COSTO TOTAL				112.44	109.22	221.66



LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		10.32	0.00	10.32	10.32
2. Conductores y accesorios	1.00		45.90	0.00	45.90	45.90
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.41	0.00	3.41	3.41
5. Torres y accesorios	1.00		65.20	0.00	65.20	65.20
Sub-Total Materiales				0.00	124.84	124.84
6. Fundaciones	1.00	0.11		13.34		13.34
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.14		1.14
8. Montaje	1.00	0.28		35.35		35.35
Total Costo Base				49.82	124.84	174.66
9. Contingencias	0.10			4.98	12.48	17.47
10. Ingeniería y Administración	0.08			13.97		13.97
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			5.24		5.24
13. Inspección	0.03			5.24		5.24
14. Indemnización B/. * km	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			10.48		10.48
COSTO TOTAL				107.24	137.32	244.56



LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO CON TORRE PARA DOBLE CIRCUITO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		5.16	0.00	5.16	5.16
2. Conductores y accesorio	1.00		22.95	0.00	22.95	22.95
3. Hilo de Guarda y acceso	1.00		3.34	0.00	3.34	3.34
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.41	0.00	3.41	3.41
5. Torres y accesorios	1.00		65.20	0.00	65.20	65.20
Sub-Total Materiales				0.00	100.06	100.06
6. Fundaciones	1.00	0.14		13.52		13.52
7. Derecho de vía	1.00	0.01		1.16		1.16
8. Montaje	1.00	0.36		35.84		35.84
Total Costo Base				50.52	100.06	150.59
9. Contingencias	0.10			5.05	10.01	15.06
10. Ingeniería y Administrac	0.08			12.05		12.05
11. EIA B/. * KM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			4.52		4.52
13. Inspección	0.03			4.52		4.52
14. Indemnización B/. * KM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			9.04		9.04
COSTO TOTAL				103.19	110.07	213.26



LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV CIRCUITO SENCILLO CONDUCTOR 636 ACSR						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		5.16	0.00	5.16	5.16
2. Conductores y accesorios	1.00		22.95	0.00	22.95	22.95
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		1.67	0.00	1.67	1.67
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		3.41	0.00	3.41	3.41
5. Torres y accesorios	1.00		48.90	0.00	48.90	48.90
Sub-Total Materiales				0.00	82.09	82.09
6. Fundaciones	1.00	0.11		8.74		8.74
7. Derecho de vía	1.00	0.01		0.75		0.75
8. Montaje	1.00	0.28		23.15		23.15
Total Costo Base				32.64	82.09	114.73
9. Contingencias	0.10			3.26	8.21	11.47
10. Ingeniería y Administración	0.08			9.18		9.18
11. EIA B/. * kM	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			3.44		3.44
13. Inspección	0.03			3.44		3.44
14. Indemnización B/. * kM	15.00			15.00		15.00
15. IDC	0.06			6.88		6.88
COSTO TOTAL				76.34	90.30	166.65



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV REPOTENCIACION CIRCUITO SENCILLO 230 KV CONDUCTOR ACSS						
DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		5.72	0.00	5.72	5.72
2. Conductores y accesorios	1.00		34.73	0.00	34.73	34.73
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.87	0.00	0.87	0.87
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		0.10	0.00	0.10	0.10
5. Torres y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total Materiales				0.00	41.42	41.42
6. Fundaciones	1.00	0.03		1.38		1.38
7. Derecho de vía	1.00	0.00		0.00		0.00
8. Montaje	1.00	0.56		23.36		23.36
Total Costo Base				24.74	41.42	66.16
9. Contingencias	0.10			2.47	4.14	6.62
10. Ingeniería y Administración	0.08			5.29		5.29
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			1.98		1.98
13. Inspección	0.03			1.98		1.98
14. Indemnización B/. * km	0.00			0.00		0.00
15. IDC	0.06			3.97		3.97
COSTO TOTAL				42.95	45.56	88.50



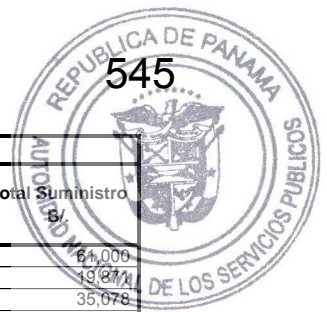
**LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV
REPOTENCIACION DOBLE CIRCUITO 230 KV
CONDUCTOR ACSS**

DESCRIPCION	CANTIDAD KM	COSTO UNITARIO LOCAL	COSTO UNITARIO EXTR.	COSTO TOTAL LOCAL	COSTO TOTAL EXTR.	COSTO TOTAL
1. Aisladores y herrajes	1.00		11.43	0.00	11.43	11.43
2. Conductores y accesorios	1.00		69.46	0.00	69.46	69.46
3. Hilo de Guarda y accesorios	1.00		0.87	0.00	0.87	0.87
4. OPGW y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
4. Sistema puesta a tierra	1.00		0.10	0.00	0.10	0.10
5. Torres y accesorios	1.00		0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total Materiales				0.00	81.86	81.86
6. Fundaciones	1.00	0.03		2.72		2.72
7. Derecho de vía	1.00	0.00		0.00		0.00
8. Montaje	1.00	0.56		46.18		46.18
Total Costo Base				48.90	81.86	130.76
9. Contingencias	0.10			4.89	8.19	13.08
10. Ingeniería y Administración	0.08			10.46		10.46
11. EIA B/. * km	2.50			2.50		2.50
12. Diseño	0.03			3.92		3.92
13. Inspección	0.03			3.92		3.92
14. Indemnización B/. * km	0.00			0.00		0.00
15. IDC	0.06			7.85		7.85
COSTO TOTAL				82.44	90.05	172.49

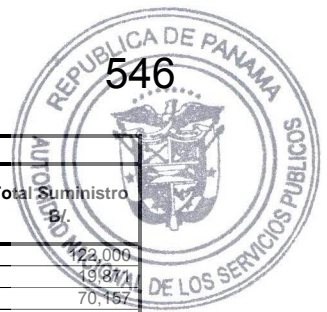


Costo Unitario de Subestaciones

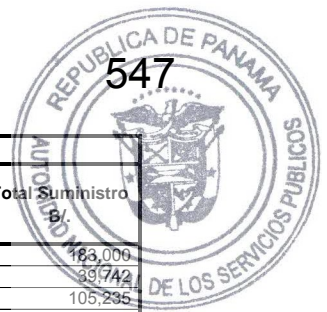




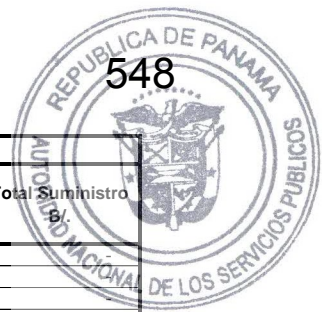
ADICION 1 INT. 115 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro
1	Interruptores 115 KV	1	61,000	61,000
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	1	19,871	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	2	17,539	35,078
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	10,356	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	-
7	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar y tripolar	-	115,250	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	78,580	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	23,000	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	18,000	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,614	-
16	Pararrayos 192 KV	-	7,000	-
17	Pararrayos 96 KV	3	4,000	12,000
18	CT 230 KV	-	19,000	-
19	CT 115 KV	6	13,610	81,659
20	PT 230 KV	-	17,000	-
21	PT 115 KV	3	11,000	33,000
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotrasformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotrasformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	-	605,000	-
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	155,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	43,624	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	11,930	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	-
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,918	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			242,608
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			242,608
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	8.50	20,622
40	Servicios auxiliares	lote	17.00	41,243
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	121,304
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	64.00	155,269
43	Equipo de Comunicaciones	lote	16.00	38,817
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	14.00	33,965
	SUB TOTAL SUMINISTRO			653,829
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	7.25	47,403
46	Obras Civiles Generales	lote	24.00	156,919
	TOTAL COSTO BASE			858,151
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	42,908
48	Diseño		3.00	25,745
49	Ingeniería		4.00	34,326
50	Administración		4.00	34,326
51	Inspección		3.00	25,745
52	IDC		6.00	51,489
53	EIA		0.19	1,630
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			1,074,319



ADICION 2 INT. 115 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	2	61,000	122,000
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	1	19,871	19,871
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	4	17,539	70,152
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	10,356	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	-
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	-	115,250	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	78,580	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	23,000	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	18,000	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,614	-
16	Pararrayos 192 KV	-	7,000	-
17	Pararrayos 96 KV	3	4,000	12,000
18	CT 230 KV	-	19,000	-
19	CT 115 KV	12	13,610	163,317
20	PT 230 KV	-	17,000	-
21	PT 115 KV	3	11,000	33,000
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	-	605,000	-
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	155,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	43,624	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	11,930	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	-
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,918	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			420,345
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			420,345
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	8.50	35,729
40	Servicios auxiliares	lote	17.00	71,459
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	210,173
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	64.00	269,021
43	Equipo de Comunicaciones	lote	16.00	67,255
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	14.00	58,848
	SUB TOTAL SUMINISTRO			1,132,830
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	68,423
46	Obras Civiles Generales	lote	23.94	271,211
	TOTAL COSTO BASE			1,472,464
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	73,623
48	Diseño		3.00	44,174
49	Ingeniería		4.00	58,899
50	Administración		4.00	58,899
51	Inspección		3.00	44,174
52	IDC		6.00	88,348
53	EIA		0.19	2,798
54	Terrenos	m2	0.0	-

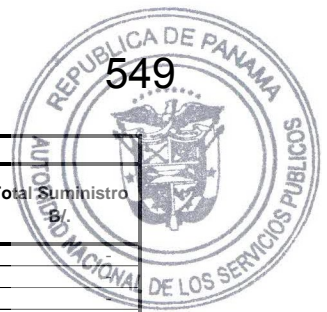


ADICION 3 INT. 115 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	3	61,000	183,000
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	2	19,871	39,742
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	6	17,539	105,235
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	10,356	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	-
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	-	115,250	-
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	78,580	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	23,000	-
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	18,000	-
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,614	-
16	Pararrayos 192 KV	-	7,000	-
17	Pararrayos 96 KV	6	4,000	24,000
18	CT 230 KV	-	19,000	-
19	CT 115 KV	18	13,610	244,976
20	PT 230 KV	-	17,000	-
21	PT 115 KV	6	11,000	66,000
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	-	605,000	-
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	155,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	43,624	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	11,930	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	-
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,918	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			662,953
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			662,953
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	8.50	56,351
40	Servicios auxiliares	lote	17.00	112,702
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	331,477
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	64.00	424,290
43	Equipo de Comunicaciones	lote	16.00	106,073
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	14.00	92,813
	SUB TOTAL SUMINISTRO			1,786,659
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	107,914
46	Obras Civiles Generales	lote	23.94	427,744
	TOTAL COSTO BASE			2,322,318
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	116,116
48	Diseño		3.00	69,670
49	Ingeniería		4.00	92,893
50	Administración		4.00	92,893
51	Inspección		3.00	69,670
52	IDC		6.00	139,339
53	EIA		0.19	4,412
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			2,907,310

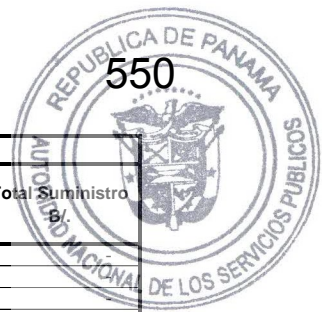


548

ADICION 1 INT. 230 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	-	61,000	-
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	19,871	-
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	17,539	-
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	10,356	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	-
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	1	115,250	115,250
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	78,580	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	1	23,000	23,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	2	18,000	36,000
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,614	-
16	Pararrayos 192 KV	3	7,000	21,000
17	Pararrayos 96 KV	-	4,000	-
18	CT 230 KV	6	19,000	114,000
19	CT 115 KV	-	13,610	-
20	PT 230 KV	3	17,000	51,000
21	PT 115 KV	-	11,000	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	-	605,000	-
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	155,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	43,624	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	11,930	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	-
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,918	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			360,250
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			360,250
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	8.50	30,621
40	Servicios auxiliares	lote	17.00	61,243
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	180,125
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	64.00	230,560
43	Equipo de Comunicaciones	lote	16.00	57,640
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	14.00	50,435
	SUB TOTAL SUMINISTRO			970,874
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	58,641
46	Obras Civiles Generales	lote	23.94	232,437
	TOTAL COSTO BASE			1,261,951
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	63,098
48	Diseño		3.00	37,859
49	Ingeniería		4.00	50,478
50	Administración		4.00	50,478
51	Inspección		3.00	37,859
52	IDC		6.00	75,717
53	EIA		0.19	2,398
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			1,579,837



ADICION 2 INT. 230 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	-	61,000	-
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	19,871	-
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	17,539	-
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	10,356	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	-
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	2	115,250	230,500
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	78,580	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	1	23,000	23,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	4	18,000	72,000
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,614	-
16	Pararrayos 192 KV	3	7,000	21,000
17	Pararrayos 96 KV	-	4,000	-
18	CT 230 KV	12	19,000	228,000
19	CT 115 KV	-	13,610	-
20	PT 230 KV	3	17,000	51,000
21	PT 115 KV	-	11,000	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	-	605,000	-
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	155,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	43,624	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	11,930	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	-
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,918	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			625,500
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			625,500
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	8.50	53,168
40	Servicios auxiliares	lote	17.00	106,335
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	312,750
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	64.00	400,320
43	Equipo de Comunicaciones	lote	16.00	100,080
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	14.00	87,570
	SUB TOTAL SUMINISTRO			1,685,723
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	101,818
46	Obras Civiles Generales	lote	23.94	403,579
	TOTAL COSTO BASE			2,191,119
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	109,556
48	Diseño		3.00	65,734
49	Ingeniería		4.00	87,645
50	Administración		4.00	87,645
51	Inspección		3.00	65,734
52	IDC		6.00	131,467
53	EIA		0.19	4,163
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			2,743,062



550

ADICION 3 INT. 230 KV				
ITEM N°	DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario Suministro B/.	Total Suministro B/.
1	Interruptores 115 KV	-	61,000	-
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	19,871	-
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	17,539	-
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	10,356	-
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	11,733	-
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,000,000	-
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,200,000	-
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	218,000	-
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,400,000	-
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	50,000	-
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	3	115,250	345,750
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	78,580	-
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	2	23,000	46,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	6	18,000	108,000
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	16,614	-
16	Pararrayos 192 KV	6	7,000	42,000
17	Pararrayos 96 KV	-	4,000	-
18	CT 230 KV	18	19,000	342,000
19	CT 115 KV	-	13,610	-
20	PT 230 KV	6	17,000	102,000
21	PT 115 KV	-	11,000	-
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	35,870	-
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000	-
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 70 MVA	-	2,700,000	-
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,150,000	-
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	810,000	-
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	160,000	-
28	Banco de Capacitores 230 kV 30 MVAR	-	605,000	-
29	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	155,000	-
30	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	74,065	-
31	Interruptores 34.5 KV	-	43,624	-
32	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	11,930	-
33	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
34	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	14,202	-
35	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	480,000	-
36	Pararrayos 34.5 KV	-	1,468	-
37	PT 34.5KV	-	6,775	-
38	CT 34.5 KV	-	6,918	-
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO			985,750
	SUBTOTAL DE EQUIPOS DE COSTOS UNITARIO SIN EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN Y REGULACIÓN			985,750
			% Sobre ítemes de Costos Unitario Sin Equipos de Transformación y Regulación	
39	Sistema de puesta a tierra	lote	8.50	83,789
40	Servicios auxiliares	lote	17.00	167,578
41	Herrajes, Estructuras y Soportes	lote	50.00	492,875
42	Equipo de Protección, Control y Monitoreo	lote	64.00	630,880
43	Equipo de Comunicaciones	lote	16.00	157,720
44	Cables, conductores, ductos, etc.	lote	14.00	138,005
	SUB TOTAL SUMINISTRO			2,656,596
			% sobre Subtotal Suministro	
45	Montaje	lote	6.04	160,458
46	Obras Civiles Generales	lote	23.94	636,016
	TOTAL COSTO BASE			3,453,070
			% sobre Total Costo Base	
47	Contingencias		5.00	172,654
48	Diseño		3.00	103,592
49	Ingeniería		4.00	138,123
50	Administración		4.00	138,123
51	Inspección		3.00	103,592
52	IDC		6.00	207,184
53	EIA		0.19	6,561
54	Terrenos	m2	0.0	-
	COSTO TOTAL			4,322,899



Criterios Básicos para la Selección Óptima del Conductor



CRITERIOS BÁSICOS PARA LA SELECCIÓN ÓPTIMA DE CONDUCTORES¹

Los criterios básicos generales para la selección óptima del conductor en una línea de transmisión son:

1. Selección de la configuración o de las configuraciones de fase a ser adoptadas: se realiza una elección de los tipos de torre y de la configuración de las cadenas de aisladores a ser estudiadas.

2. Determinación de los tipos de conductores a ser considerados en la evaluación:

2.1. Conductor ACSR (Aluminum Cable Steel Reinforced): los conductores de aluminio-acero son los más ampliamente utilizados en líneas aéreas de transmisión en el mundo. Combinan satisfactoriamente las propiedades mecánicas del acero con las propiedades eléctricas y de conductibilidad del aluminio. Han sido empleados con buen desempeño aún cerca del litoral marítimo, no habiendo, en general, registros de corrosión acentuada del alma de acero debido a atmósferas salinas. En el caso de atmósferas muy salinas o agresivas, es práctica común optar por una clase de galvanización más espesa para el alma de acero.

2.2. Conductor ACSR/AW: es un cable con características prácticamente iguales a las del cable ACSR común, pero con el alma más resistente a la corrosión.

2.3. Conductor AAAC (All Aluminum – Alloy Conductor): se trata de conductores de aleación de aluminio, generalmente con la aleación ASTM 6201-T81. Son similares al ALMELEC, ampliamente utilizado en Francia. Es un conductor homogéneo con buen desempeño eléctrico y mecánico.

2.4. Conductor ACAR (Aluminum Alloy Reinforced) : este tipo de conductor posee la ventaja de no sufrir corrosión acentuada en el alma.

3. Determinación del diámetro mínimo aceptable: el diámetro mínimo aceptable es determinado en función del nivel de gradiente superficial máximo admisible, de las tensiones de inicio o extinción de la corona visible, de los niveles máximos de RI y RA, de la potencia natural de la línea, de la regulación de tensión, de las pérdidas máximas admisibles y de la máxima temperatura de proyecto, la cual dependerá de la ubicación del proyecto.

3.1. Gradiente superficial: como el gradiente de potencia disruptivo del aire es del orden de 21 KV_{rms}/cm, se debe, en la práctica, limitar el gradiente máximo superficial del conductor a cerca del 90% del valor anteriormente mencionado.

3.2. Tensión de extinción de corona: como la tensión de corona visible generalmente ocurre a un valor más bajo de tensión que el inicio de corona,

¹ Selección Técnico Económica de Conductores. Consorcio LEME-CEMIG. IN-G50-009 Rev.0. Línea de Transmisión 230KV – Estf.



basta establecer el límite mínimo de tensión operacional 10% arriba del nominal, valor para el cual no debe aparecer corona visible.

3.3. Nivel máximo de radiointerferencia (RI): la radiointerferencia producida por el efecto corona de los conductores de una línea de transmisión es más intensa en la faja de frecuencia entre 0.5 y 1.6MHz. Generalmente una señal de ruido estándar se encuentra en el orden de 66 dB referida a 1 $\mu\text{V}/\text{m}$.

3.4. Ruido Audible (RA): el ruido audible se torna más intenso a medida que crece el nivel de tensión de la línea de transmisión.

3.5. Regulación y pérdidas: se establecen los límites del 10% para la máxima regulación de tensión y del 10% de pérdidas, en relación a la potencia máxima transmitida por la línea.

3.6. Potencia natural (SIL): la potencia natural solamente depende de la tensión de la línea de transmisión, de la configuración y del número de subconductores por haz.

3.7. Temperaturas del conductor: la temperatura máxima del conductor a ser utilizada en los modelos "templates" depende de la temperatura ambiente, la potencia transmitida, velocidad del viento y de los índices de radiación solar. Para temperaturas de hasta 80°C no hay pérdida de resistencia mecánica por el conductor.

3.8. Pérdidas corona: se recomienda que para las pérdidas corona, originadas de las descargas de los conductores, estén limitadas a un máximo del 10% de las pérdidas-joule.

3.9. Campos eléctricos y magnéticos: serán determinados a la altura de 1m del suelo.

3. Determinación de las ecuaciones de regresión para el cálculo del peso de las estructuras en función de los conductores y del modelo meteorológico de la región.
4. Optimización preliminar para selección de la faja de calibres de conductores más económicos en función del valor presente de los costos de capital, las pérdidas, la instalación de potencia reactiva y de los costos de mantenimiento.
5. Elaboración de estudios de sensibilidad de las alternativas que se ubiquen próximo a las de mínimos valores presentes.

Finalmente, podemos indicar que la determinación de los conductores o del haz de conductores más económicos para una línea de transmisión debe armonizar dos metas fundamentales: un desempeño técnico adecuado y economía.

En lo que se refiere al desempeño técnico, se deben tener en cuenta los niveles de aislamiento adecuados, junto con un diámetro mínimo abajo del cual la operación de la línea de transmisión pueda tornarse precaria o deficiente.

En relación a la economía, la misma será función de la resistencia de los conductores en análisis, de las potencias a transmitir, de los costos de pérdidas y del periodo de análisis.



Una solución previamente ejecutada debe restringir el análisis económico apenas a la determinación de los calibres que sean técnicamente satisfactorios desde el punto de vista de los aspectos eléctricos.



Requerimientos Técnicos Mínimos de Protección para Subestaciones y Líneas de Transmisión



Requerimientos Técnicos Mínimos de Protección para Subestaciones y Líneas de Transmisión

1. Protección Diferencial de línea

La política de aplicación del esquema de protección diferencial de corriente en líneas de transmisión, esquema de protección primaria, está sujeta a la longitud de la línea (líneas menores a 60 Km.) y a la facilidad del medio de comunicación (fibra óptica dedicada).

Cuando se utiliza el diferencial de línea, la comunicación entre los extremos de la línea debe ser muy confiable, ya que de esta forma se asegura que en todo momento se realiza la comparación entre las corrientes de los extremos.

Una cantidad remota conteniendo la información de corriente necesita ser enviada al extremo local para comparación con la corriente local. Las cantidades a ser comparadas necesitan ser coincidentes en tiempo y la información del fasor debe ser preservada, de no ser así disparos incorrectos pueden ocurrir.

Se requiere tomar en cuenta el diseño de la interfase de comunicación del relevador, la cual tiene que bloquear mensajes de data corrupta que le llegan a cada relé y asegurar que los relés en ambos extremos permanezcan sincronizados. Además el relé debe poder medir y compensar con precisión el tiempo de retardo del canal, de manera de poder realizar un adecuado alineamiento de las cantidades medidas.

El principio de medición del relé debe manejar adecuadamente los errores introducidos por los transformadores de corrientes (TC) y las corrientes capacitivas.

La protección debe contar con facilidad de medición de la corriente diferencial en una base por fase y debe permitir la selección de disparo tripolar o monopolar, de manera de poder implementar esquema automático de recierre de alta velocidad.

La corriente mínima de operación debe ser ajustable y debe ser dependiente de la característica diferencial de porcentaje. Debe tener curva de operación con doble pendiente, donde cada pendiente sea ajustable.

Para pérdida de comunicación entre los relevadores de los extremos de la línea protegida, la protección diferencial de corriente cuenta con una protección de respaldo que está habilitada continuamente.



2. Protección de Distancia

En la red de transmisión de ETESA, para líneas menores de 60 Km., es utilizada una protección secundaria de comparación direccional conformada por un relé de distancia. Para líneas de transmisión superiores a 60 Km. de longitud, tanto la protección primaria como la protección secundaria son esquemas de comparación direccional.

La protección de distancia debe contar con cuatro zonas de operación tres de las cuales detectan fallas hacia delante y una que detecta fallas hacia atrás.

Las zonas pueden ser de características mho o de características cuadrilateral. La característica mho puede ser polarizada con voltaje de memoria de secuencia positiva o una técnica superior. La característica cuadrilateral puede ser polarizada con corriente de secuencia cero o negativa o con una técnica superior.

La característica cuadrilateral está conformada por cuatro líneas que se intersecan formando un cuadrilátero en el plano x-y. Una de estas líneas es el límite reactivo superior, otra el límite resistivo positivo, otra el límite resistivo negativo y finalmente la línea de direccionamiento que cruza por el origen del plano x-y. El alcance resistivo máximo debe guardar un margen de seguridad con la impedancia de carga máxima de la línea igual al 20%.

Zona uno detecta fallas hacia delante de la línea y es ajustada a un 80% de la impedancia de secuencia positiva. La operación de zona uno es instantánea.

Zona dos detecta fallas hacia delante y es ajustada a un 100% de la línea protegida más un 50% de la línea adyacente eléctricamente más corta. Zona dos es menor que la zona uno de cualquiera de las líneas en el bus remoto bajo las diferentes condiciones de operación del sistema. El tiempo de operación de zona dos depende de la estabilidad del sistema. Debe realizar un estudio que indique el tiempo crítico de despeje de fallas. Además, tiene que asegurar la coordinación con las protecciones de las líneas existentes.

Zona tres detecta fallas hacia delante y es ajustada a un 100% de la línea protegida más el 100% de la línea adyacente eléctricamente más larga. Zona tres es menor que la zona dos de cualquiera de las líneas en el bus remoto bajo las diferentes condiciones de operación del sistema. El tiempo de operación de zona tres es de un segundo.

Zona cuatro detecta fallas hacia atrás, sirviendo de respaldo de la protección de barra del bus local. El tiempo de operación de zona cuatro es de un segundo.

3. Protección Direccional de Sobrecorriente de Falla a Tierra (67N)

Las protecciones de distancia tienen como respaldo al 67N. Esta protección debe existir como una función programada en el relevador de distancia/diferencial o



como un equipo independiente. El 67N debe ser polarizado por elementos de secuencia negativa. El tap debe ajustarse 1.5 veces o más por encima del máximo desbalance y 2 veces o más por debajo de la falla mínima. Consideramos que el máximo desbalance en transmisión es el 10% de la carga máxima que puede llevar la línea. También, hay que verificar la coordinación entre el nuevo 67N y los de las líneas adyacentes. Se espera que una falla al final de la línea sea despejada en un tiempo igual al tiempo de zona dos (400 milisegundos).

4. Esquema piloto

El esquema piloto usa canales de comunicación para enviar información desde la protección local hasta la protección en el bus remoto. El propósito es despejar instantáneamente las fallas a lo largo de toda la línea protegida. ETESA utiliza el esquema PUTT(Permissive Underreach Transfer Trip). Cada línea cuenta con dos canales de comunicación. El primario es 21X1 y el secundario, 21X2. Requerimos dualidad en el envío. Es decir, tanto la protección secundaria como la primaria tienen que enviar tonos por ambos canales de comunicación. Las protecciones de línea únicamente envían tono si el elemento de zona 1 se activa. No se utiliza dualidad en el recibo, la protección primaria recibe información del canal primario y la protección secundaria del canal secundario.

Si las protecciones de línea reciben tono y además tienen activo el elemento de zona dos, entonces ocurre un disparo asistido.

Adicional al esquema PUTT, ETESA utiliza como respaldo para fallas en la línea remota el esquema de fallo de interruptor remoto (BFR). Cuando el esquema de fallo de interruptor local opera, envía un tono por los canales primario y secundario. En el extremo remoto se reciben ambos tonos que junto a la activación del elemento de zona tres de las protecciones primaria y secundaria hacen operar el esquema BFR. Este esquema sólo dispara los interruptores asociados a la línea.

5. Recerrador

El esquema de recierre es monopolar y puede conformarse por un solo recerrador por línea o por un recerrador por cada interruptor. Se utilizará el esquema maestro seguidor, siendo el interruptor de la barra el maestro y el del medio, el seguidor. Primero, recierra el interruptor maestro, transcurre un tiempo programable y finalmente, recierra el seguidor. Si por alguna razón el maestro se encuentra fuera de servicio, el seguidor se convertirá en el maestro.

El tiempo muerto, que es el tiempo en que la fase fallada permanece abierta es de 800mseg. Durante el tiempo muerto el recerrador debe bloquear la función 67N. El tiempo de reclamo, que es el tiempo inmediatamente posterior al recierre es de 25seg. Cualquier tipo de falla que ocurra durante el tiempo muerto o de reclamo se despeja tripolarmente y el recerrador se bloquea. La forma de desbloquearlo es cuando se cierra el interruptor.



En el esquema de recierre se monitorea el estatus de cada polo para asegurar que solamente se realicen recierres monopolares. También, se verifica la condición del interruptor (resorte cargado, buena presión de gas). Para que el recierre sea exitoso esta condición debe ser óptima, de no ser así las otras dos fases son disparadas por el recerrador. Por otro lado, cada vez que se solicite una tarjeta amarilla, el recerrador debe desactivarse por comando enviado desde el CND. Tiene que garantizarse que cualquier falla que ocurra cuando el recierre esté desactivado provoque disparo tripolar de los interruptores asociados a la línea. En el caso que compartan la misma bahía, si el recerrador de la línea 1 está con tarjeta amarilla y ocurre una falla en la línea 2, el interruptor del medio disparará tripolarmente.

6. Protección de transformadores

El esquema de protección de los transformadores de ETESA está conformado por 2 protecciones diferenciales (87T) de alta velocidad, Sobrecorrientes instantáneos de tiempo definido (50 TD) para condiciones de sobrecarga y Sobrecorrientes tiempo inverso de fase (51 P) como respaldo para fallas en el terciario cuya conexión es típicamente en delta, también debe contar con un sobrecorriente de neutro de tiempo inverso (51N) como respaldo ante fallas asimétricas externas al transformador. Los transformadores deben contar con las protecciones mecánicas por temperatura, presión súbita y Bucholtz.

Al operar la protección diferencial de transformador, debe activar un relé de disparo y bloqueo (86T) para disparar todos sus interruptores asociados y evitar someterlo nuevamente a fallas antes de reponer el relé 86T

7. Protección de reactores

El esquema de protección de los reactores está conformado por relevadores de sobrecorriente si el reactor está acoplado al sistema directamente sobre la barra de la subestación, si el reactor entra en una nave (como es el caso de las subestaciones del proyecto GUVELLA), se requiere de una protección diferencial que proteja desde el reactor hasta los interruptores de la nave en donde esté conectado.

8. Protección de fallo de interruptor

El esquema de fallo de interruptor es un esquema de respaldo que está conformado por relés de sobrecorriente instantáneos (50 BF), temporizador (62 BF) y relés de disparo y bloqueo (86 BF). El esquema es iniciado por contactos de las protecciones en serie con contactos del 50 BF, si el sobrecorriente instantáneo 50BF detecta corriente de falla a pesar del disparo de la protección, cierra su contacto energizando la bobina del temporizador 62 BF el cual al cumplir su tiempo de ajuste cierra un contacto que dispara el relevador multicontacto 86 BF



que dispara y bloquea los interruptores adyacentes locales y transfiere el disparo a los interruptores remotos adyacentes de ser necesario.

9. Protección de Barras

El esquema de protección diferencial de barras está conformado por protecciones diferenciales de alta impedancia cuya operación es por voltajes para asegurar su estabilidad para fallas de altas corrientes, evitando problemas por saturación de CT's. Para los disparos de esta protección, se utiliza un relé de disparo y bloqueo 86 B que dispara y bloquea todos los interruptores asociados a la barra.

10. Protección de Transformador de tierra

Las protecciones de los transformadores de tierra son protecciones de respaldo para fallas monofásicas que consisten en relays de sobrecorriente de tiempo inverso (51G), los cuales deben estar debidamente coordinados con las protecciones de los alimentadores que salen de la barra de 34.5 KV de las subestaciones.