



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN A 22 KV Y 36 KV
EN UN SECTOR DE GUAYAQUIL, CASO SUBESTACIÓN
ATARAZANA”

INFORME DE PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

OLGER TENENUELA LEMA

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2016

AGRADECIMIENTO

A Dios por ser mi guía y mi sustento espiritual en todo tiempo; Este proyecto fue como resultado del trabajo conjunto y asesoría de mi profesor tutor de la materia integradora, por lo tanto, mis más sinceros agradecimientos al ingeniero Douglas Aguirre por aportar con conocimientos y predisposición para la culminación exitosa de este proyecto.

Extender un agradecimiento infinito a mis profesores de ESPOL que alguna vez supieron guiarme y formarme de manera profesional y personal en especial al ingeniero Gustavo Bermúdez que me brindó su apoyo desinteresado para la culminación de mi meta.

DEDICATORIA

El resultado de este trabajo de titulación se los dedico a mi padre el Sr. Manuel Tenenuela a mi madre la Sra. Maria Lema, quienes con su ejemplo de vida y sacrificio son un referente y modelo a seguir para mí. También dedico este proyecto a mis hermanos, tíos y primos que siempre me ayudaron para que este sueño de ser profesional se convierta en realidad.

Olger Tenenuela Lema

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

La responsabilidad y la gestión del conocimiento de este Tribunal de Evaluación, son compartidas entre los miembros y los miembros del Tribunal de Evaluación, quienes se comprometen a cumplir con el deber de evaluar de manera imparcial y objetiva la gestión, el desempeño y los resultados de los proyectos de inversión.



Ing. Douglas Aguirre

PROFESOR EVALUADOR




Ing. Ángel Recalde

PROFESOR EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, me corresponde exclusivamente; y doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"



Olger Tenenuela Lema

RESUMEN

“Diseño de Sistemas de Distribución a nivel de 22 KV y 36 KV para un sector de Guayaquil, caso Subestación Atarazana” tiene como objetivo realizar el estudio económico financiero para elevar el nivel de tensión en distribución de 13.8 KV a 22 KV y 36 KV, de esta forma reducir las pérdidas económicas debido a la energía que se pierde en las líneas de distribución causada por el efecto Joule que se produce al transportar la energía.

El sector escogido para el presente estudio fue el barrio la Atarazana perteneciente a la ciudad de Guayaquil, la cual cuenta con la Subestación Atarazana integrada por tres alimentadoras las cuales suministran energía eléctrica a todo el sector.

Tras simular el flujo de potencia para 13.8 KV, 22 KV y 36 KV a diferentes condiciones de carga del transformador de la subestación y determinar los ahorros anuales en dólares por pérdidas, que se tendrían al elevar el nivel de tensión, se terminó la rentabilidad del proyecto usando como inversión inicial la cotización de la lista de elementos y mano de obra, cuyos montos son de 5.418.823,73 dólares a 22 KV y 6.165.764,42 dólares 36 KV. Como anualidades se consideró los ahorros anuales en dólares por pérdidas, las cuales tiene como objetivo cubrir el monto de la inversión inicial y generar ahorros durante el tiempo de vida útil del proyecto, los cuales son de 185.941,98 dólares anuales a 22 KV y 265.631,71 dólares anuales a 36 KV.

La tasa actual de inflación del Ecuador de 4,36% y la tasa de interés activo para proyectos públicos de 9,33% según el Banco Central del Ecuador. El análisis financiero aplicado al proyecto para el tiempo de vida útil de 30, 40 y 50 años usando los indicadores financieros TIR y VAN revelan que el proyecto no es rentable tanto a 22 KV como a 36 KV.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	i
DEDICATORIA	ii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN	iii
DECLARACIÓN EXPRESA	iv
RESUMEN.....	v
ÍNDICE GENERAL	vi
CAPÍTULO 1.....	1
1. ESTADÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	1
1.1 Países por consumo de electricidad.	1
1.2 División del Ecuador en la Generación Eléctrica	2
1.3 Energía comprada por Empresa Distribuidora.	4
1.4 Consumo promedio de Energía Eléctrica.	6
1.5 Consumo per cápita.	8
1.6 Pérdidas nacionales de Transmisión y Distribución.	9
1.7 Consumo de combustible.	12
1.8 Costo de la producción del kilovatio hora en el Ecuador.	13
1.9 Análisis del mercado eléctrico en la ciudad de Guayaquil.	16
1.10 Subestaciones	18
1.11 Red de subestaciones de distribución de la ciudad de Guayaquil.	20
1.12 Subestación Atarazana.	21
1.13 Elementos que constituyen la red eléctrica Atarazana.	25
1.14 Alimentador Atarazana 1.	27
1.15 Alimentador Atarazana 2.	32
1.16 Alimentador Atarazana 3.	37
1.17 Demanda promedio Potencia y Energía de la subestación Atarazana.	41

CAPÍTULO 2.....	42
2 NORMAS TÉCNICAS APLICADAS A LA CONSTRUCCIÓN DE LAS LÍNEAS DE 22 Y 36 KV.....	42
2.1 Definiciones.....	42
2.2 Ruta.....	44
2.3 Generalidades de construcción de las estructuras postes 22 kv y 36 kv.....	45
2.4 Selección de Postes.....	49
2.5 Estructura en Redes de Distribución.....	50
2.6 Elementos que constituyen las Estructuras.....	53
2.7 Aislamiento.....	53
2.8 Conductor.....	54
2.9 Distancia horizontal entre conductores.....	55
2.10 Normas de instalación para la Red de 22 kv.....	55
2.11 Normas de instalación para la Red de 36 kv.....	65
2.12 Lista de elementos y precios de las alimentadoras de la subestación Atarazana.....	73
CAPÍTULO 3.....	75
3 SIMULACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA ACTUALES Y FUTUROS DE LA SUBESTACIÓN ATARAZANA.....	75
3.1 Parámetros de simulación.....	75
3.2 Flujo de potencia actual.....	77
3.3 Flujo de potencia futuro.....	80
3.4 Simulación del flujo de potencia a 13,8 kv con cargas conectadas al 100% de su capacidad.....	81
3.5 Simulación del flujo de potencia a 22 kv con cargas conectadas al 50% de su capacidad.....	84
3.6 Simulación del flujo de potencia a 22 kv con cargas conectadas al 100% de su capacidad.....	87
3.7 Simulación del flujo de potencia a 36 kv con cargas conectadas al 50% de su capacidad.....	89

3.8 Simulación del flujo de potencia a 36 kv con cargas conectadas al 100% de su capacidad.	92
3.9 Ahorro en pérdidas de Potencia y Energía.	94
CAPÍTULO 4.....	96
4 ANÁLISIS ECONÓMICO Y EVALUACIÓN DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO.....	96
4.1 Evaluación del proyecto a 22 KV.	96
4.2 Evaluación del proyecto a 36 KV.	99
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	103
BIBLIOGRAFÍA.....	106
ANEXOS	109

CAPÍTULO 1

1. ESTADÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.

1.1 Países por consumo de electricidad.

A continuación, se presenta una lista de países por consumo de electricidad referente al año 2012. Además, los datos per cápita de algunos países pueden ser un poco imprecisos ya que los datos de consumo y población puede que no correspondan al mismo año. Los países están numerados en rango descendente a nivel mundial según su consumo eléctrico durante el año de estudio.







Rango	País	Consumo Eléctrico (MWh/Año)	Fecha Del Dato	Población	Consumo de electricidad per cápita (kWh por habitante)	Potencia Promedio per cápita (W/persona)
9	 Estados Unidos	3,741,000,000	2012	313,847,465	11,919.8	1,359
30	 Japón	860,000,000	2012	127,368,088	6,749.73	770
94	 Brasil	456,000,000	2012	199,321,413	2,286.26	260.8
114	 México	182,000,000	2012	114,975,406	1,578.6	180.1
129	 Perú	34,000,000	2012	29,549,517	1,159.07	132.2
135	 Ecuador	15,000,000	2012	15,223,680	980.05	111.8

Tabla 1: Países por consumo de Electricidad año 2012 [1].

De acuerdo a la **Tabla 1**, en el año 2012 Estados Unidos consumió 3.741.000.000 MWh con una potencia promedio per cápita de 1.359 W, mientras que Ecuador se encuentra en el puesto 135 en el ranking mundial con un consumo eléctrico de 15.000.000 MWh con una potencia promedio per cápita de 111,8 W, lo que demuestra que un habitante ecuatoriano consumió un 12,16% de lo que consumió una persona en los Estados Unidos en el año 2012.

1.2 División del Ecuador en la Generación Eléctrica

La energía producida del sistema eléctrico ecuatoriano está basada en aportes de centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y fotovoltaicas; dentro de esta clasificación están consideradas las empresas autogeneradoras y sistemas no incorporados.

En la **Figura 1. 1**, se puede observar la participación de cada tipo de central disponible en el país más el aporte por interconexión; se aprecian los valores de energía bruta en GWh y el porcentaje de participación.

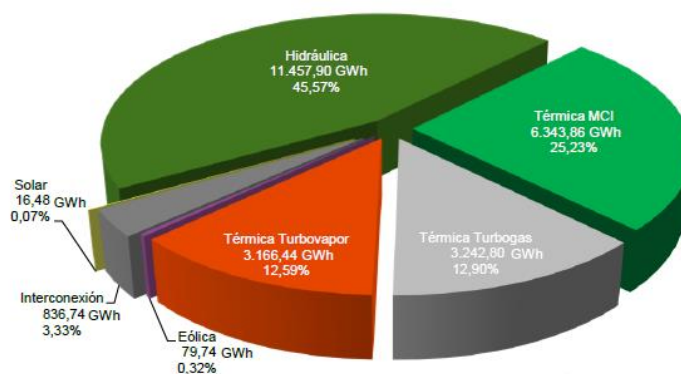


Figura 1. 1: Producción de energía bruta por tipo de Central [2].

En la **Tabla 2**, se puede apreciar la producción de energía bruta a nivel nacional, el 47,54% de energía corresponde a fuentes no renovables, el 49,13% a energía de fuentes no renovables y el 3,33% a importaciones de energía.

Tipo Energía	Tipo de Central	Energía Bruta	
		GWh	%
Renovable	Hidráulica	11.457,90	45,57
	Térmica Turbovapor(*)	399,47	1,59
	Eólica	79,74	0,32
	Fotovoltaica	16,48	0,07
Total Renovable		11.953,59	47,55
No Renovable	Térmica MCI	6.343,86	25,23
	Térmica Turbogás	3.242,80	12,90
	Térmica Turbovapor	2.766,97	11,00
Total No Renovable		12.353,63	49,13
Interconexión	Interconexión	836,74	3,33
Total Interconexión		836,74	3,33
Total		25.143,96	100

Tabla 2: Producción bruta por tipo de Energía y de Central [3].

En la **Figura 1. 2** se puede apreciar la producción de energía bruta en GWh, a nivel nacional, de acuerdo al tipo de energía junto con su porcentaje de participación.

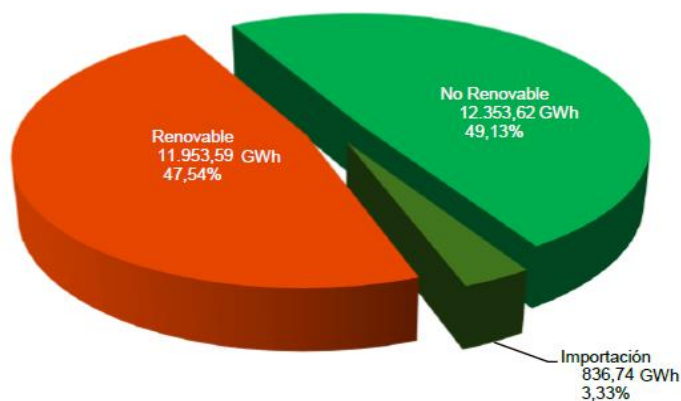


Figura 1. 2: Producción bruta por tipo de Energía [4].

1.3 Energía comprada por Empresa Distribuidora.

Las empresas distribuidoras deben abastecerse de energía eléctrica para suplir la demanda corresponde a su área de prestación de servicio, mediante la compra por contratos en el sector eléctrico y abastecerse de la misma a través del S.N.T., subestaciones y líneas de transmisión de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP Transelectric; hasta los sistemas de subtransmisión y distribución de la empresa, o por abastecimiento con generación propia (centrales de generación de sistemas aislados).

La **Tabla 3** se puede apreciar la energía comprada por las empresas distribuidora, facturación y el correspondiente a servicios y transporte de energía en el S.N.T.

Empresa	Energía Comprada (GWh)	Facturado por Energía Comprada (kUSD)	Servicios (kUSD)	Transmisión (kUSD)	Total Facturado (kUSD)
CNEL-Bolívar	76,57	3.018,84	963,57	297,60	4.280,01
CNEL-El Oro	967,93	36.920,19	12.051,44	2.965,06	51.936,71
CNEL-Esmeraldas	523,39	19.933,90	6.473,32	1.691,27	28.098,49
CNEL-Guayaquil	5441,01	207.595,51	68.184,13	17.144,66	292.924,29
CNEL-Guayas Los Ríos	1873,37	82.357,46	9.691,96	8.375,19	100.424,62
CNEL-Los Ríos	397,64	15.161,54	4.878,04	1.325,31	21.364,89
CNEL-Manabí	1597,32	59.868,80	20.776,97	5.098,55	85.744,32
CNEL-Milagro	636,32	24.363,47	6.976,11	2.937,33	34.276,91
CNEL-Sta. Elena	596,45	22.618,44	7.586,72	1.879,19	32.084,35
CNEL-Sto. Domingo	594,49	23.377,91	6.838,30	1.706,53	31.922,74
CNEL-Sucumbíos	304,81	11.641,30	3.836,49	1.062,52	16.540,31
CNEL EP	13009,31	506.857,36	148.257,08	44.483,22	699.597,66
E.E Ambato	597,22	24.786,05	5.799,24	2.139,21	32.724,51
E.E Azogues	108,52	4.988,54	494,33	353,86	5.836,73
E.E Centro Sur	1013,33	43.979,05	5.731,86	4.864,29	54.575,19
E.E Cotopaxi	460,76	17.347,59	5.252,58	2.128,64	24.728,82
E.E Galápagos	3,86	495,42	-	-	495,42
E.E Norte	565,97	25.790,15	3.028,80	1.764,55	30.583,50
E.E Quito	4060,52	173.275,93	33.696,57	13.201,81	220.174,31
E.E Riobamba	348,37	14.294,58	2.805,47	1.783,39	18.883,44
E.E Sur	327,48	12.488,93	3.851,98	1.399,22	17.740,13
Total Nacional	20.495,33	824.303,61	208.917,91	72.118,19	1.105.339,71

Tabla 3: Energía comprada por Empresa Distribuidora [5].

El campo de servicios se incluye valores por energía reactiva, inflexibilidades o generación obligada, restricciones, potencias y otros.

Como se puede apreciar, la empresa que compra la mayor parte de energía es CNEL-Guayaquil con 5.441.011,90 MWh.

La Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP registra la mayor compra de energía eléctrica con un total de 63,47% del total de la energía a nivel nacional, el resto de las empresas representaron el 36,53% del total de la energía eléctrica.

La **Figura 1. 3** muestra la energía comprada por empresas distribuidoras y su porcentaje del total de energía comprada a nivel nacional.

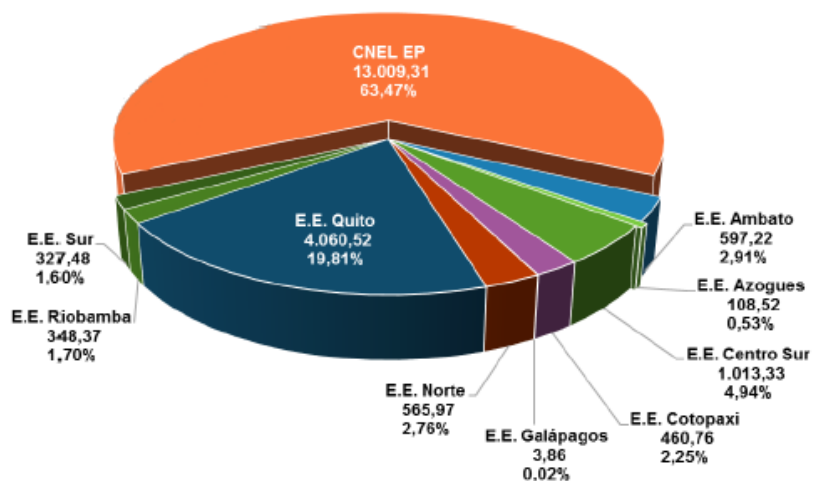


Figura 1. 3: Energía comprada por Empresa Distribuidora (GWh) [6].

Siendo la CNEL EP la empresa que mayor energía eléctrica compró.

Figura 1. 4 muestra la energía comprada por unidad de negocio de CNEL EP en GWh.

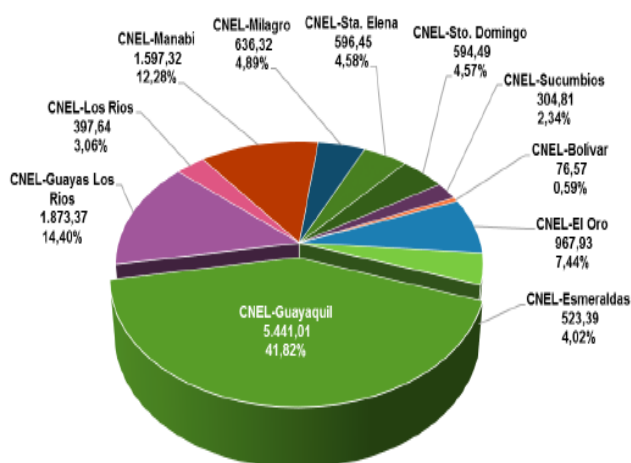


Figura 1. 4: Energía comprada por unidad de negocio de CNEL EP (GWh) [7].

1.4 Consumo promedio de Energía Eléctrica.

La **Tabla 4** muestra el consumo promedio de energía eléctrica mensual por empresa y grupo de consumo (residencial, industrial, comercial, alumbrado público y otros) para los clientes regulados se puede apreciar:

- La empresa CNEL EP registra un consumo promedio de energía eléctrica de los clientes residenciales de 148,84 KWh/cliente.
- La empresa CNEL EP registra un consumo promedio de energía eléctrica en el grupo comercial de 967,62 KWh/cliente.
- En el grupo industrial la empresa CNEL EP registra un consumo promedio de energía eléctrica de 31.441,85.
- Para el consumo promedio por alumbrado público se lo determino considerando el total de clientes en cada empresa distribuidora, la CNEL EP registra un promedio de 19,27 KWh/cliente.

- En otros (pérdidas de transmisión, edificios públicos y hospitales) la CENEL EP registra un consumo promedio de 3.577,06 KWh/cliente.

La CENEL registra un consumo promedio total de 392,13 KWh/cliente.

Empresa	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Total
CNEL-Bolívar	6,80	321,09	282,98	21,07	461,87	103,24
CNEL-El Oro	123,61	485,22	9781,12	23,88	2053,13	297,51
CNEL-Esmaldas	113,34	639,05	9799,83	15,87	2078,71	247,40
CNEL-Guayaquil	207,12	1382,12	52023,16	16,01	7646,37	610,11
CNEL-Guayas Los Ríos	165,43	1196,57	41330,94	18,99	5318,26	422,26
CNEL-Los Ríos	113,96	653,45	6873,26	12,62	2385,12	219,28
CNEL-Manabí	137,36	993,95	188268,94	31,60	4386,38	346,16
CNEL-Milagro	116,24	644,43	92081,43	17,67	2684,15	321,32
CNEL-Sta. Elena	116,97	1054,30	47286,64	23,39	3986,71	359,51
CNEL-Sto. Domingo	104,99	577,76	24221,48	13,13	1297,53	217,22
CNEL-Sucumbíos	116,41	501,82	3491,81	16,16	1437,89	245,71
CNEL EP	148,84	967,42	31441,85	19,27	3577,06	392,13
E.E Ambato	91,21	311,37	1386,14	17,54	1106,73	187,07
E.E Azogues	74,30	329,93	9472,79	20,36	447,33	249,58
E.E Centro Sur	92,33	386,41	3812,94	18,43	776,68	215,05
E.E Cotopaxi	79,42	356,33	4115,47	16,00	853,31	281,45
E.E Galápagos	175,33	800,91	184,92	12,80	2062,97	341,59
E.E Norte	86,80	326,65	3112,40	15,75	702,37	183,30
E.E Quito	139,31	585,01	5550,92	17,95	1634,57	316,61
E.E Riobamba	74,01	276,92	7419,86	14,72	585,46	159,01
E.E Sur	78,35	320,42	907,58	13,18	450,90	132,38
Total Nacional	128,79	691,75	8566,79	18,16	2095,4	318,77

Tabla 4: Consumo promedio de energía mensual por empresa y grupo de consumo de clientes regulados (KWh/cliente) [8].

1.5 Consumo per cápita.

En la **Tabla 5** se presenta el indicador de consumo per cápita a nivel provincial y a nivel nacional a clientes regulados, y la proyección de la población para el 2014 según el NEC. Se puede observar que el mayor consumo per cápita se encuentra en la provincia del Guayas de 1.691 kWh/hab.

Provincia	Total energía (GWh)	Población *	Consumo Per Cápita (kWh/hab)
Guayas	6.804,50	4.024.929	1.691
Galápagos	42,09	28.726	1.465
Pichincha	3.926,67	2.891.472	1.358
Azuay	886,13	796.169	1.113
El Oro	729,64	662.671	1.101
Cotopaxi	450,92	450.921	1.000
Santa Elena	327,35	350.624	934
Manabí	1.289,60	1.481.940	870
Santo Domingo de los Tsáchilas	344,26	411.009	838
Tungurahua	458,15	550.832	832
Esmeraldas	450,40	590.483	763
Orellana	112,51	148.573	757
Sucumbíos	145,34	200.656	724
Cañar	180,24	253.863	710
Imbabura	300,64	438.868	685
Los Ríos	570,00	853.622	668
Chimborazo	321,06	496.735	646
Napo	62,07	117.465	528
Pastaza	49,73	97.093	512
Loja	243,90	490.039	498
Carchi	77,11	178.228	433
Zamora Chinchipe	44,90	105.213	427
Bolívar	72,82	199.646	365
Morona Santiago	60,73	170.722	356
Zonas no delimitadas	7,52	36.967	203
Total Nacional	17.958,30	16.027.466	1.120

*Datos proyectados - INEC

Tabla 5: Consumo per cápita por Provincia (KWh/hab) [9].

1.6 Pérdidas nacionales de Transmisión y Distribución.

Las pérdidas de energía eléctrica de distribución corresponden a la energía que no es entregada ni facturada a los clientes finales partiendo desde las subestaciones de entrega de cada empresa distribuidora, al iniciar los sistemas de distribución de las empresas comercializadoras del país. La energía que no es entregada es la que se disipa al medio ambiente en forma de calor, técnicamente, por el efecto Joule (I^2R) presente en los conductores eléctricos, este tipo de pérdidas son consideradas como pérdidas técnicas.

También son consideradas las pérdidas de energía causadas por el consumo ilegal de energía eléctrica, por conexiones directas sin medición o redes clandestinas, este tipo de pérdidas son consideradas como pérdidas no técnicas.

En la **Tabla 6** se presentan las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución. Las pérdidas Técnicas que registra la empresa CNEL EP son de 1.290,51 GWh, mientras que las pérdidas no técnicas son de 751,87 GWh, esto suma un total de 2.042,38 GWh por pérdidas en el sistema de distribución de la empresa CNEL EP.

Empresa	Pérdidas del Sistema (%)	Pérdidas Técnicas del Sistema (%)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (%)	Pérdidas del Sistema (GWh)	Pérdidas Técnicas del Sistema (GWh)	Pérdidas No Técnicas del Sistema (GWh)
CNEL-Bolívar	9,9	9,9	0	7,88	7,88	0
CNEL-El Oro	15,89	9,99	5,9	154,24	96,95	57,29
CNEL-Esmeraldas	23,65	10,61	13,04	124,7	55,95	68,76
CNEL-Guayaquil	11,39	8,77	2,62	625,56	481,43	144,13
CNEL-Guayas Los Ríos	16,46	11,81	4,65	310,07	222,54	87,53
CNEL-Los Ríos	21,1	8,34	12,76	83,89	33,15	50,74
CNEL-Manabí	24,93	12,52	12,41	398,9	200,26	198,64
CNEL-Milagro	18,06	7,59	10,47	114,2	47,99	66,21
CNEL-Sta. Elena	16,14	7,68	8,46	96,21	45,,77	50,44
CNEL-Sto. Domingo	12	9,89	2,11	72,67	59,9	12,77
CNEL-Sucumbíos	17,37	12,43	4,94	54,05	38,68	15,37
CNEL EP	15,6	9,85	5,74	2042,38	1290,51	751,87
E.E Ambato	7,19	7,07	0,12	43,1	42,36	0,74
E.E Azogues	4,44	3,73	0,71	4,81	4,05	0,77
E.E Centro Sur	7,96	6,12	1,85	81,12	62,32	18,81
E.E Cotopaxi	7,36	2,28	5,08	39,85	12,35	27,5
E.E Galápagos	8,24	5,6	2,64	3,78	2,57	1,21
E.E Norte	9,04	5,2	3,84	50,76	29,21	21,55
E.E Quito	5,94	5,2	0,74	253,98	222,48	31,5
E.E Riobamba	10,93	8,06	2,86	38,46	28,39	10,07
E.E Sur	9,73	8,15	1,58	31,85	26,69	5,16
Total Nacional	12,38	8,22	4,15	2590,09	1720,92	869,18

Tabla 6: Pérdidas de energía eléctrica en los Sistemas de Distribución [10].

La **Figura 1. 5** muestra las pérdidas técnicas y no técnicas de las empresas distribuidoras nacionales. La empresa CNEL Guayas registra las pérdidas más altas a nivel nacional con un total de 2.042,38 GWh.

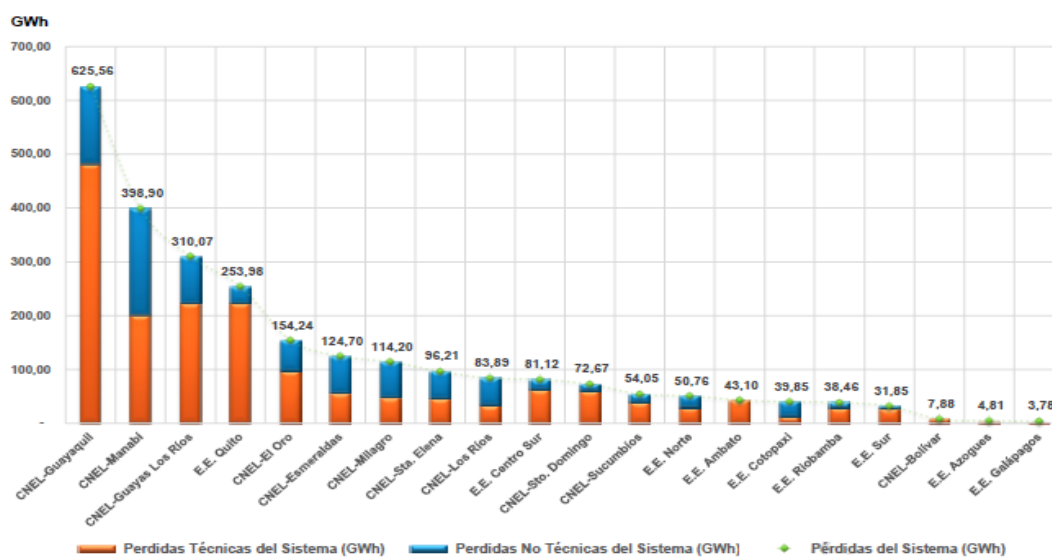


Figura 1. 5: Pérdidas técnicas y no técnicas de las Empresas Distribuidoras Nacionales [11].

La **Tabla 7** muestra la energía anual recibida y entregada por CELEC EP- Transelectric, así como las pérdidas en el S.N.I. El promedio de porcentaje de pérdidas del S.N.I desde el 2005 al 2014 es de 3,51%.

Año	Energía recibida por el S.N.I (GWh)	Energía entregada por el S.N.I (GWh)	Pérdidas del S.N.T (GWh)	Porcentaje de pérdidas del S.N.I (%)
2005	12.265,35	11.869,16	396,19	3,23
2006	12.813,36	12.386,75	426,61	3,33
2007	13.498,62	12.989,37	509,25	3,77
2008	14.290,43	13.693,02	597,41	4,18
2009	14.919,05	14.313,63	605,41	4,06
2010	15.745,87	15.232,99	512,88	3,26
2011	16.462,55	15.838,38	624,18	3,79
2012	17.486,28	16.852,06	634,22	3,63
2013	18.089,07	17.544,19	544,87	3,01
2014	19.285,45	18.734,48	550,97	2,86

Tabla 7: Pérdidas en el S.N.I. [12].

1.7 Consumo de combustible.

Las centrales térmicas de las empresas generadoras, distribuidoras y autogeneradoras, disponen de motores de combustión interna (MCI), unidades turbo vapor o turbo gas, las cuales usan diversos tipos de combustibles para su funcionamiento, tales como: diésel, fuel oíl, nafta, gas natural, crudo, residuo y bagazo de caña (biocombustible).

La **Tabla 8** muestra el consumo de los diferentes combustibles durante el periodo 2005 al 2014.

Combustible	Unidad	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Fuel Oil	Millones gal	201,29	210,61	220,85	191,9	225,01	235,42	265,9	312,67	343,51	368,78
Diésel	Millones gal	120,64	172,02	166,79	124,63	207,8	315,20	172,27	139,16	176,86	185,56
Nafta	Millones gal	26,50	34,44	4,00	7,94	9,95	14,64	14,71	0,09	2,71	-
Gas Natural	Millones gal	13,15	15,72	18,37	16,08	19,30	20,04	17,71	23,23	25,87	26,65
Residuo	Millones gal	10,66	15,66	29,43	30,75	38,95	38,43	34,13	32,85	32,11	36,24
Crudo	Millones gal	15,06	22,54	50,89	54,99	57,04	60,53	62,81	67,16	75,61	77,09
GLP	Millones gal	-	7,59	8,28	8,58	7,58	7,75	7,07	6,30	5,86	6,34
Bagazo de Caña	Millones gal	2,05	1,33	1,94	1,31	0,86	0,91	1,06	1,12	1,09	1,33

Tabla 8: Consumo de combustible utilizado en la Generación Eléctrica [13].

El combustible más utilizado fue el fuel oil, consumido en mayor parte por las empresas: CELEC EP-Electroguayas, CELEC EP-Termoesmeraldas, CELEC EP-Termopichincha, Termoguayas y CNEL Guayaquil.

El mayor consumo de diésel que se registro fue en las empresas: CELEC EP-Electroguayas, CELEC EP-Termoesmeraldas, CELEC EP-Termopichincha, Electroquil, Intevisa Trade, Andes Petro, CNEL Guayaquil, Petroamazonas y Repsol.

El gas natural que se obtiene de la explotación de los yacimientos del Golfo de Guayaquil es utilizado por la generadora CELEC EP-Termogas Machala, mientras que el gas residual obtenido de la extracción del petróleo, es utilizado por autogeneradoras Andes Petro, Petroamazonas Repsol y Sipec.

1.8 Costo de la producción del kilovatio hora en el Ecuador.

Actualmente la producción de energía en el Ecuador proviene principalmente de Centrales Hidráulicas y Térmicas como muestra la **Figura 1. 1**; las Centrales Térmicas que existen en el Ecuador son de tres tipos, las cuales usan diferentes tipos de combustibles para la producción de energía eléctrica, como se muestra en la **Tabla 9**.

NOMBRE DE CENTRAL	TIPO DE CENTRAL	COMBUSTIBLE	RENDIMIENTO (KWH/GALÓN)	COSTO INTERNACIONAL
ELECTROQUIL	Térmica MCI	Diésel	13,91	2,03 (USD/GALONES)
TERMOGUAYAS	Térmica Turbovapor	Fuel Oil	15,17	1,86 (USD/GALONES)
TERMOGAS MACHALA	Térmica Turbogas	Gas natural	10843,74	2,97 (USD/BTU)

Tabla 9: Rendimiento y costo internacional del combustible de Centrales Térmicas [14].

En la **Tabla 9** se muestran tres centrales Térmicas existentes en el Ecuador, en las cuales se muestra el tipo de combustible que usan, rendimiento y costo internacional del combustible usado.

Para el análisis del costo de la producción de del kilovatio hora al Ecuador se tomaron estas tres centrales Térmicas como representantes de los tres diferentes tipos de tecnologías térmicas existentes para la producción de energía en el Ecuador, a las cuales se les aplicará un análisis financiero de acuerdo a su producción de energía, costo de venta ingresos obtenidos y consumo de combustible, de esta forma obtener el costo de la producción del kilovatio hora al Ecuador de acuerdo al tipo de central y su participación, más el aporte de participación de las centrales hidroeléctricas al costo del kilovatio hora.

La **Tabla 10** muestra los ingreso, egresos, costos fijos y costos variables en dólares, producto de la energía vendida de las tres centrales térmicas elegidas para el estudio. Los egresos y costos fijos de la central TERMOGAS MACHALA no pudieron ser determinadas por ser empresa pública no hace la declaración anual al SRI.

NOMBRE DE CENTRAL	Energía Vendida (GWH)	Precio ctvs/kWH	Costo Variable de producción ctvs/kWH	USD (INGRESOS)	Impuesto a la Renta	Utilidad	Costo total (EGRESOS)	Costos Fijos USD	Costos Variables USD
ELECTROQUIL	268,66	14,22	8,28	38.203.452,00	2.130.672,34	8.522.689,36	29.680.762,64	7.435.714,64	22.245.048,00
TERMOGUAYAS	623,18	8,63	6,9	53.780.434,00	635.041,56	2.540.166,24	51.240.267,76	8.240.847,76	42.999.420,00
TERMOGAS MACHALA	1597,5	4,61	3,54	73.644.750,00	-	-	-	-	56.551.500,00

Tabla 10: Estado financiero de las Centrales Térmicas [15].

La **Tabla 11** muestra el desembolso real en dólares por el combustible utilizado por las tres Centrales Eléctricas elegidas para el estudio, incluyendo el costo de transporte del combustible y los costos fijos de producción, donde:

$$\text{Transporte} = \text{costo Galones con subsidio} - \text{costos variables} \quad (1.1)$$

$$\text{Costo al Ecuador USD} = \text{costos fijos} + \text{transporte} + \text{costo total real al precio internacional.} \quad (1.2)$$

NOMBRE DE CENTRAL	Consumo Galones	Costo Internacional	Costo Total Real Consumo (USD)	Costo Total Con Subsidio Consumo (USD)	Transporte (USD)	Porcentaje Utilidad (%)	Costo al Ecuador (USD)
ELECTROQUIL	19.317.634,37	2,03 (USD/GALONES)	39214797,77	19.897.163,40	2.347.884,60	29,00	63.207.932,14
TERMOGUAYAS	41.093.306,96	1,86 (USD/GALONES)	76.433.550,94	40.682.373,89	2.317.046,11	5,00	91.341.017,05
TERMOGAS MACHALA	147.320,09	2,97 (USD/BTU)	60.830.302,10	-	2.332.465,36	-	63.162.767,46

Tabla 11: Costo internacional y de transporte del combustible al Ecuador [16].

La **Tabla 12** muestra los costos de energía y combustible real que le cuesta al Ecuador por tipo de Central Térmica. Donde:

Costo de Energía al Ecuador= Costo al Ecuador USD/ Energía Vendida (1.3)

Costo de Combustible al Ecuador= Costo al Ecuador USD/ Consumo Galones (1.4)

NOMBRE DE CENTRAL	Costo de Energía al Ecuador (ctvs/KWh)	Costo de Combustible al Ecuador
ELECTROQUIL	24	3,27 USD/Galón
TERMOGUAYAS	15	2,22 USD/Galón
TERMOGAS MACHALA	4	3,08 USD/BTU

Tabla 12: Costo de la energía y costo del combustible por tipo de Central Térmica [16].

Finalmente la **Tabla 13** muestra el precio del kilovatio hora que le cuesta al País producir energía eléctrica de acuerdo al tipo de central y su porcentaje de participación de energía al Ecuador.

CENTRAL	% DE PARTICIPACIÓN	PRECIO DE VENTA ctvs/KWh	COSTO DE LA ENERGÍA ctvs/KWh
Hidráulica	49,28	2	9,45
Térmica MCI	25,23	24	
Térmica Turbogás	12,9	4	
Térmica Turbovapor	12,59	15	

Tabla 13: Costo de producción del kilovatio hora al Ecuador [16].

Donde:

$$\text{COSTO DE LA ENERGÍA } \frac{\text{ctvs}}{\text{KWh}} = \sum \% \text{ DE PARTICIPACIÓN} * \text{PRECIO DE VENTA ctvs/KWh} \quad (1.5)$$

El análisis muestra que la producción de energía eléctrica le cuesta al Ecuador 9,45 ctvs/KWh.

1.9 Análisis del mercado eléctrico en la ciudad de Guayaquil.

La corporación nacional de electricidad CNEL EP – UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL, anteriormente eléctrica de Guayaquil y fue absorbida por la estatal CNEL quien es la encargada de operar y realizar trabajos de mantenimiento, distribución en la ciudad de Guayaquil, el área de acción y entrega de energía eléctrica por parte de CNEL Guayaquil es del 262 kilómetros cuadrados que representa el 76% del territorio total de la ciudad de Guayaquil, El consumo de energía eléctrica para el área de concesión de CNEL Guayaquil es de 5441011,90 MWh.

División de servicio por Abonados

Los abonados se dividen en varios sectores, pero los más relevantes son: Residencial, Comercial, Industrial y otros. Esta clasificación se la realiza como base al consumo y por las actividades que realizan estos sectores, los abonados que dan el servicio se detallan en la **Tabla 14**, la **Figura 1. 6** se puede apreciar la representación gráfica de porcentaje por número de abonado.

TIPO	NUMERO DE ABONADOS	PORCENTAJE
RESIDENCIAL	537,197	88%
COMERCIAL	71,739	11,90%
INDUSTRIAL	2,847	0,10%
TOTAL	613,783	100%

Tabla 14: Cuadro de porcentajes por sector[25].

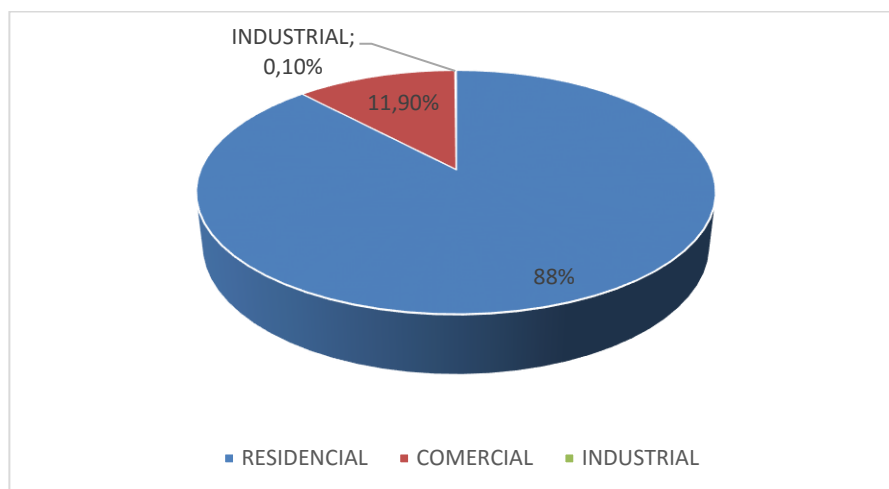


Figura 1. 6: Representación gráfica de porcentajes por número de abonados [25].

El sector que tiene el menor número de abonados son los señalados como industriales, estos clientes tienen otro tipo de tarifa, así como los usuarios que tienen como segmentación comercial la tarifa es diferente y también los abonados del sector residencial son los que tienen el más bajo costo el KWh.

División de servicio por consumo.

El sector que tiene como mayor demanda de energía eléctrica es el sector industrial, pese a que el número de abonados con esa calificación es menor se detalla en la **Tabla 15** para cada sector. El consumo es el mayor con el 34% de demanda total por parte de CNEL Guayaquil. El sector residencial tiene el consumo del 30% del total de la demanda. De la misma manera el sector comercial con el 26% de consumo y alumbrado público con el 3 %, que representan un total del 92% del consumo, el restante u otros que se define como cargas especiales como hospitales y edificios públicos que representan el 8 %, los mismos que se detalla en la tabla y gráfico siguiente:

CONSUMO POR SECTOR		
RESIDENCIAL	1428,89	30%
COMERCIAL	1264,37	26%
INDUSTRIAL	1620	34%
ALUMBRADO PUBLICO	126,37	3%
OTROS	376,57	8%
TOTAL	4816,2	100%

Tabla 15: Consumo por sector [25].

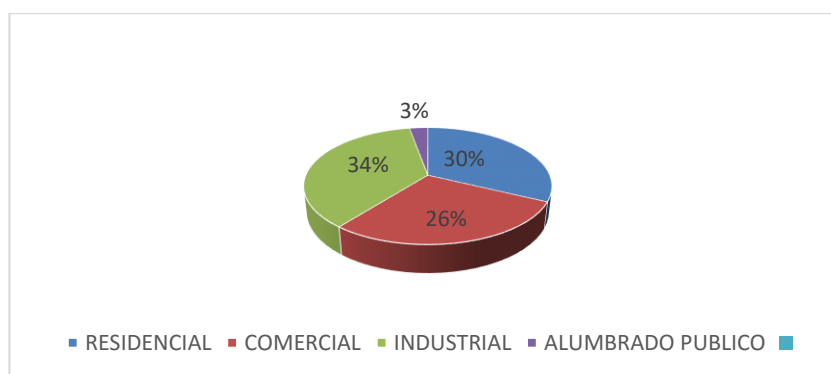


Figura 1. 7: División porcentual por consumo [25].

En la **Tabla 15** y **Figura 1. 7** se observa el total de energía consumida por los diferentes sectores, pero no es la misma que la energía que compra la empresa distribuidora CNEL Guayaquil que es 5,441.01 MWh, donde el 11% de la energía total comprada por CNEL-EP unidad de negocios Guayaquil.

1.10 Subestaciones

La subestación es una construcción con elementos eléctricos con la finalidad de realizar la transformación de tensión desde un nivel superior a otro inferior. La reducción modifica el nivel de voltaje desde la red de subtransmisión primaria (tensiones entre 115 kV y 34.5 kV) a una red de distribución secundaria (menores a 34 kV).

La **Tabla 16** muestra tipos de subestaciones en base a la clasificación internacional.

Transmisión	Subtransmision	Distribución	Utilización
400 kV	115 kV	34.5 kV	400 V, 3 ϕ
230 kV	69 kV	23.0 kV	220 V, 2 ϕ
		13.8 kV	110 V, 1 ϕ

Tabla 16: Clasificación Internacional ANSI C57.12 [17].

Los valores normalizados para el sistema de distribución sobre la base de la norma IEC y homologación aprobada por el MEER tienen como consideración se muestran en la **Tabla 17**.

MEDIO VOLTAJE [V]	BAJO VOLTAJE [V]
6300	120/240 1 Φ
13800GRDY/7967	127/220 3 Φ
22000GRDY/12700	
22860GRDY/13200	

Tabla 17: Homologación IEC [17].

El consumo de energía eléctrica cada vez en mayor por lo que Las subestaciones eléctricas se constituyen de vital importancia para la red eléctrica a nivel de distribución, para brindar un servicio continuo y sobretodo seguridad para el usuario. Es cuando las subestaciones eléctricas son de vital importancia y es prescindible que se encuentren dentro del área urbana cerca del área de consumo.

Todas las subestaciones están conectadas formando una red para la distribución de energía eléctrica. Esta red de conexiones permite que la electricidad generada en un área se comparta con otras zonas u otras subestaciones aledañas. Las cuales permiten que la red de distribución aumente su capacidad y robustez.

Estas composiciones de redes son complejas e independientes, representan ventajas significativas tanto económicas y técnicas, pero cuando presentan una falla o un apagón esta se puede aislar, por zonas o áreas donde están los alimentadores, estos disminuyen el riesgo en caso de fallas se limita a un número en menor proporción de usuarios afectados. Las cargas se pueden derivar a otros alimentadores mediante maniobras de traspaso de carga.

Existen cargas que no pueden prescindir de la energía eléctrica, estas son cargas especiales como hospitales, edificios públicos y otras instalaciones que dependen de la energía eléctrica tienen generadores de respaldo cuando exista alguna falla y así eliminar el riesgo de apagones.

1.11 Red de subestaciones de distribución de la ciudad de Guayaquil.

En sistemas de distribución de energía eléctrica, el sistema de transmisión y distribución sirve para entregar a usuarios en los centros de carga proveniente de fuentes de generación. Para la red de distribución en la ciudad de Guayaquil, en la actualidad existen 33 subestaciones y 155 alimentadoras a lo largo de la ciudad en funcionamiento que permiten la distribución a sus respectivos sectores donde se encuentran habilitados. Las subestaciones en la ciudad de Guayaquil tienen un nivel de voltaje en el patio de maniobras con transformadores de potencia (69 a 13,8 Kv), adicional los transformadores de distribución residencial que reducen el nivel de voltaje desde 13,8kv – 120/240v, en algunos sectores redes subterráneas con transformadores tipo Padmounted con nivel 13,8kv – 120/240v. La red de distribución está constituida por:

- Líneas primarias de distribución.
- Bancos de transformadores de servicio.
- Líneas secundarias o redes.

Son las que permiten dar el servicio a las áreas de consumo de carga.

1.12 Subestación Atarazana.

La subestación está ubicada en el sector norte de la ciudad de Guayaquil. Con base en la información proporcionada por CNEL EP – UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL se realizará el análisis de funcionamiento a la subestación “ATARAZANA” y las alimentadoras:

- Atarazana 1
- Atarazana 2
- Atarazana 3

Está ubicada en la avenida PEDRO MENENDEZ GILBERT a la altura del 4To paseo 11A NE y 3er paseo 11A NE. Tiene un área de construcción de 951,2 m².

De acuerdo a la función que realiza la subestación ATARAZANA, esta es una subestación reductora, en la cual el nivel de voltaje que sale del transformador de potencia tiene una tensión menor que el nivel de voltaje a la entrada del transformador.

Debido a la arquitectura y construcción se define como de tipo intemperie. Está constituida para operar a la intemperie y se requiere del uso de equipos que tengan funcionamiento en condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, contaminación ambiental) estos están situados y enclavados sobre estructuras de hormigón debidamente conectados a tierra.

La **Figura 1. 8** muestra el diagrama unifilar de la Subestación Atarazana.

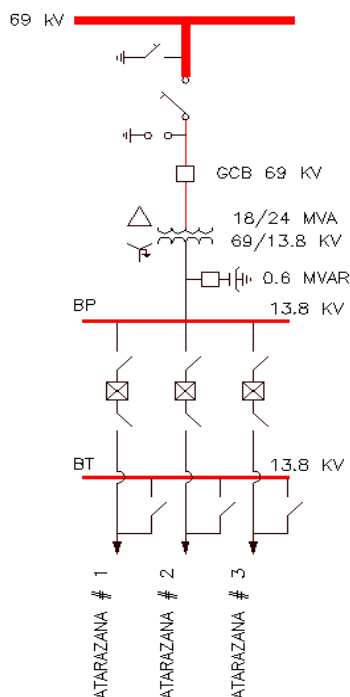


Figura 1. 8: Diagrama Unifilar de la subestación Atarazana [25].

La subestación ATARAZANA operada por CNEL Guayaquil tiene tensión nominal de llegada de 69 kV trifásica y frecuencia nominal de 60 HZ. La capacidad nominal de la subestación es de 24 MVA. Esta capacidad está definida por un transformador de poder de 18/24 MVA.

La subestación está alimentada mediante las líneas de subtransmisión de 69 Kv desde el punto de entrega EL SALITRAL, por medio de la línea de subtransmisión NORTE con longitud de 13.54 km desde el punto de entrega hasta la subestación.

La subestación está constituida por tres estructuras a 69 Kv (bahía) y tres de salida a 13,8Kv. La estructura de llegada a 69 Kv en su parte superior tiene un seccionador tripolar que es operado manualmente, el que posee dos juegos de cuchillas. Para conectar y desconectar en maniobras para el enlace con la línea de subtransmisión (69 Kv), el segundo juego es para poner la subestación a tierra en caso de riesgo como una mala maniobra,

estas cuchillas tienen enclavamiento mecánico lo que no permite cerrar las dos cuchillas de manera simultánea.

En la estructura en el lado de 13,8 kV tiene tres seccionadores tripolares, para permitir el manejo seguro y confiable para protección de la estructura.

Tanto la estructura de 69 y 13,8 KV como el transformador tienen dos conexiones de malla de puesta a tierra por cualquier riesgo y precautelar la vida útil de los equipos instalados.

El patio de maniobras de la subestación cuenta con varios equipos que permiten el funcionamiento, los que son parte de la subestación y se detallan:

- Transformador de potencia
- Interruptor automático
- Seccionadores
- Conmutadores de puesta a tierra
- Transformador de potencial o transformadores de voltaje.
- Pararrayos
- Barras y aisladores de estación
- Sistemas de puesta a tierra
- Capacitores en serie

Transformador de Potencia.

La **Tabla 18** y **Tabla 19** detallan los datos de placa del Transformador de Potencia de la Subestación Atarazana.

Descripción Subestación	Transformador o Autotransformador	Marca	Devanados (#)
ATARAZANA	TR-82-31	DELTA STAR	2

Tabla 18: Datos de placa del Transformador [25].

POTENCIA (MVA)		VOLTAJE (kV)		TIPO DE CONEXIÓN		PÉRDIDAS (kW)		Intercam-biador Bajo Carga (S/N)	
OA	FA	FOA	(P)	(S)	(P)	(S)	Vacío		Plena Carga
18	24		67	13,8	DELTA	ESTRELLA	17,300	77,800	N

Tabla 19: Datos de placa del Transformador [25].

Protección de Transformador.

A continuación, en la **Tabla 20** se detallan los datos de protección del Transformador.

SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN [Kv]	TRANSFORMADOR	CAPACIDAD	TIPO DE PROTECCIÓN	MARCA	MODELO	FUNCIÓN
ATARAZANA	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU	Protección Trafo

Tabla 20: Datos de Protección del Transformador [25].

Protección 87, o diferencial absoluta del transformador de comparación con un relé de sobre corriente. Utilizada para equipos de potencia mayores a 10 MVA. Protección 50, 51 de referencia sobre intensidad de tres fases y neutro, con protección en el devanado primario y secundario del transformador.

Corriente del transformador.

La corriente en el transformador es proporcional al nivel de tensión y a la relación de transformación. $\frac{I_H}{I_L} = \frac{V_H}{V_L}$ (1.6). Es por eso que en el lado de alta (I_H) se tendrá una corriente de mayor intensidad, y en el lado de baja (I_L), como se muestra en la **Tabla 21**.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA [KV]	INTENSIDAD NOMINAL POR CIRCUITO [A]
69	20,9
13,8	105

Tabla 21: Intensidad nominal de Corriente [25].

La corriente es tomada en la entrada del transformador (69 kV) y en baja (13,8 kV) como medición para las protecciones que actúan en caso de falla.

Protección Alimentadores.

Las protecciones al inicio de las líneas alimentadoras son reconectores y están ubicados en la subestación y permitirá precautelar las líneas alimentadoras de fallas. En la **Tabla 22** se resume en el dato de placa del reconector.

SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN [Kv]	ALIMENTADOR	TIPO DE PROTECCIÓN	MARCA	MODELO	FUNCIÓN
ATARAZANA	13,8	ATARAZANA 2	Sobrecorriente	Cooper	Form 6	Reconector

Tabla 22: Protección de Alimentadores [25].

Las protecciones en las alimentadoras son de vital importancia para salvaguardar la estructura y configuración de la red de posibles fallas.

1.13 Elementos que constituyen la red eléctrica Atarazana.

La subestación comprende de tres alimentadoras:

- Atarazana 1
- Atarazana 2
- Atarazana 3

Estas alimentadoras en su 98% son de líneas netamente aéreas tanto para red de distribución como de iluminación, la característica que presentan este tipo de red de distribución son postes desde nueve metros hasta

postes de trece metros con vanos aproximadamente de veinte y cinco metros, con un total de 2224 postes.

Con una longitud de aproximadamente 42.87 km de tendido eléctrico en las tres alimentadoras, además que en tramos muy cortos y puntuales se brinda el servicio mediante la conexión subterránea.

Los elementos de distribución de baja tensión (13,8 kV) que constituyen la red están resumidos y divididos por alimentador, postes y transformadores de diferente potencia tanto monofásicos y trifásicos, de tipo pedestal, que están distribuidas para cada alimentador. las **Tabla 23** y **Tabla 24** muestran los elementos de los alimentadores.

	Alimentador	Poste	Caja Paso	Tubería	Transformador Distribucion	Conector Red	Puente-Empalme Media	Caja Fusible	Acometida MT	Punta Terminal - Grapa	Tensor Poste a Poste
ATARAZANA1	479	337	236	180	142	138	99	97	95	83	47
ATARAZANA2	537	513	203	162	152	210	181	198	75	77	31
ATARAZANA3	366	335	160	165	156	212	116	128	49	57	28

Tabla 23: Elemento de los Alimentadores [25].

Los elementos que están detallados corresponden a los tres alimentadores, cantidades totales de diferentes capacidades en el caso de los transformadores, se exponen la suma total mas no son de la misma capacidad.

	Tensor	Cuarto-Boveda	Pararrayo	Banco Transformador	Celda	Medidor	Ropero	Switch	Cuchilla	Breaker de 13.8 KV	Capacitor	Conector de baja
ATARAZANA1	47	46	46	28	15	12	8	6	3	1	1	
ATARAZANA2	161	45	92	51	1	10	2	1	2	1	2	1
ATARAZANA3	81	40	50	32	4	11	5	3	3	1	1	

Tabla 24: Elemento de los Alimentadores [25].

1.14 Alimentador Atarazana 1.

Esta alimentadora comprende aproximadamente 12,718 km de tendido de red eléctrica de distribución (13,8 kV), la red da el servicio a 2413 usuarios de diferente sector de consumo, anexo a la red está la red de iluminación en baja tensión (120/240 V).

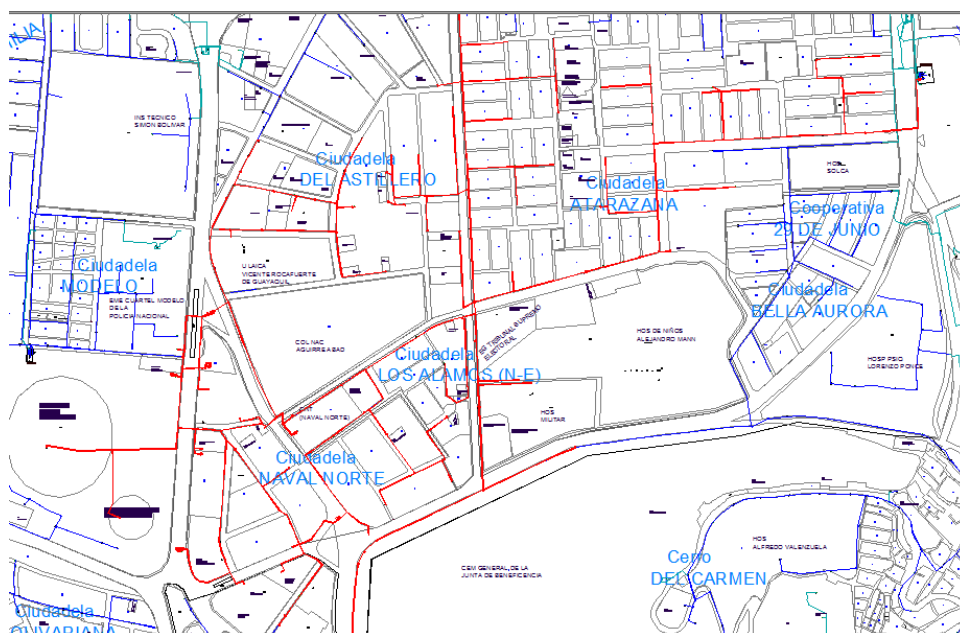


Figura 1. 9: Plano de la Alimentadora Atarazana 1 [25]

En la **Figura 1. 9** se detalla en línea roja el recorrido de la alimentadora en red distribución trifásica, que va desde la subestación a sus derivaciones que corresponden a las ciudades de:

- Atarazana
- Naval Norte
- Los Alamos
- Astillero

La **Tabla 25** muestra los usuarios según el sector de consumo de esta alimentadora:

	CLIENTES_RESIDENCIAL	CLIENTES_COMERCIAL	CLIENTES_INDUSTRIAL	CLIENTES_OTROS
ATARAZANA 1	1.997	376	6	34

Tabla 25: Abonados Atarazana 1 [25].

Para esta zona de la ciudad el consumo mayor es del sector residencial, y el número de abonados con el segmento industrial es mínimo, y se resume que esta no es un área industrial. Tal como lo detalla en el gráfico de la **Figura 1**.

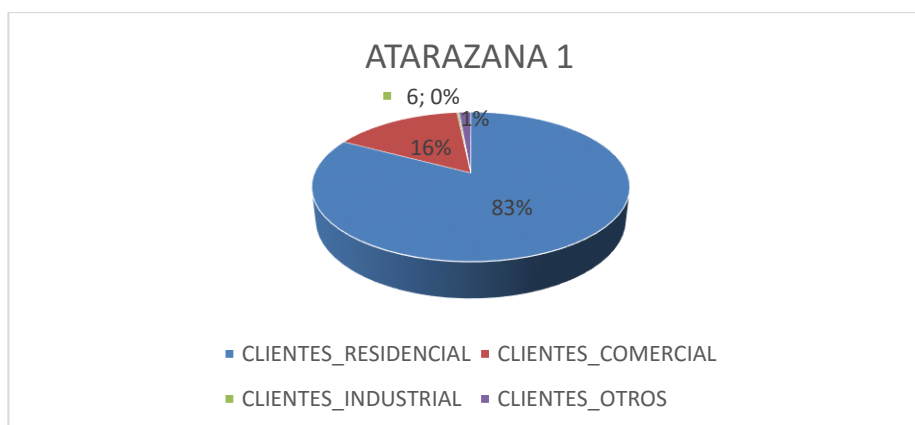


Figura 1. 10: División por tipo de Consumo [25].

Mediciones de Consumo del alimentador Atarazana 1.

En la **Figura 1. 11**, **Figura 1.12**, **Figura 1.13**, **Figura 1.14** y **Tabla 26** se detallan las lecturas del mes de marzo del 2015. En las lecturas se observa que se registran mediciones con un valor de cero, esto se debe una interrupción en el servicio y de allí el valor aberrante.

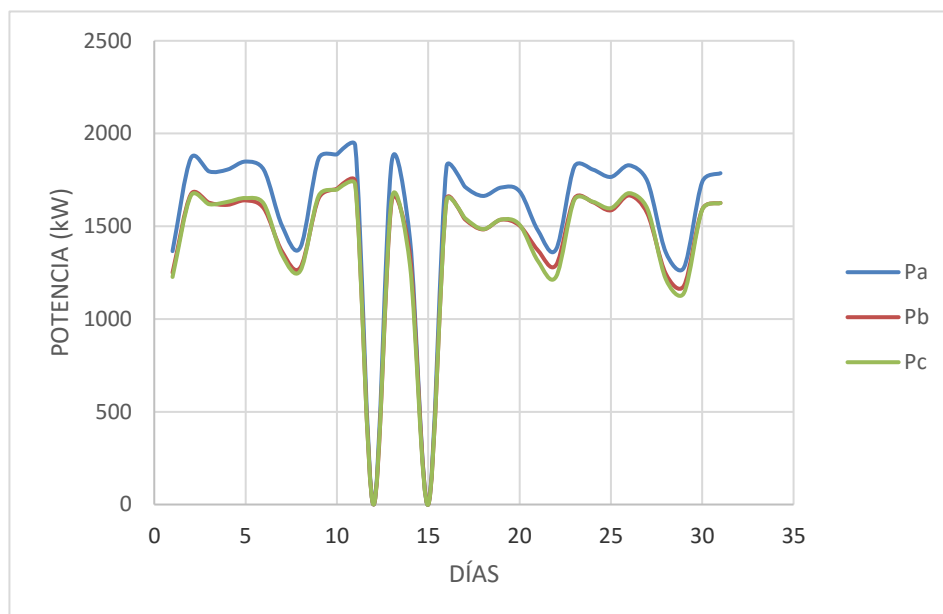


Figura 1. 11: Lectura marzo 2015 del Alimentador Atarazana 1 [25].

DEMANDA MARZO				
INICIO LECTURA		01/03/2015 - 0:15:00		
FINAL LECTURA		01/04/2015 - 0:00:00		
	KW	KVAR	KVA	FP
D. MAXIMA (MES)	7349,9	2174,88	7650,02	0,9649
D. MINIMA(MES)	2851,09	1191,26	3126,84	0,6172

Tabla 26: Lectura marzo 2015 del Alimentador Atarazana 1 [25].

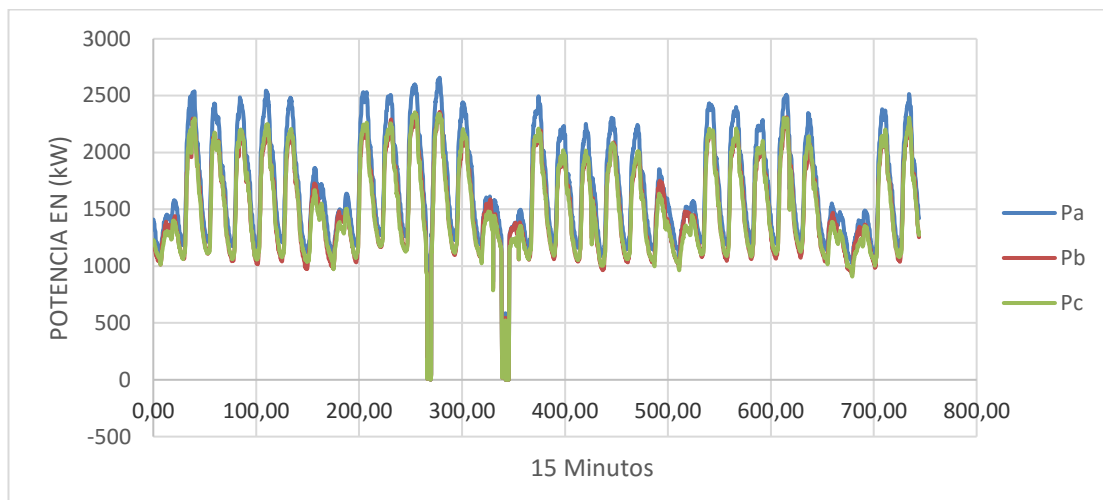


Figura 1.12: Lectura de potencia cada 15 minutos marzo 2015 Atarazana 1 [25].

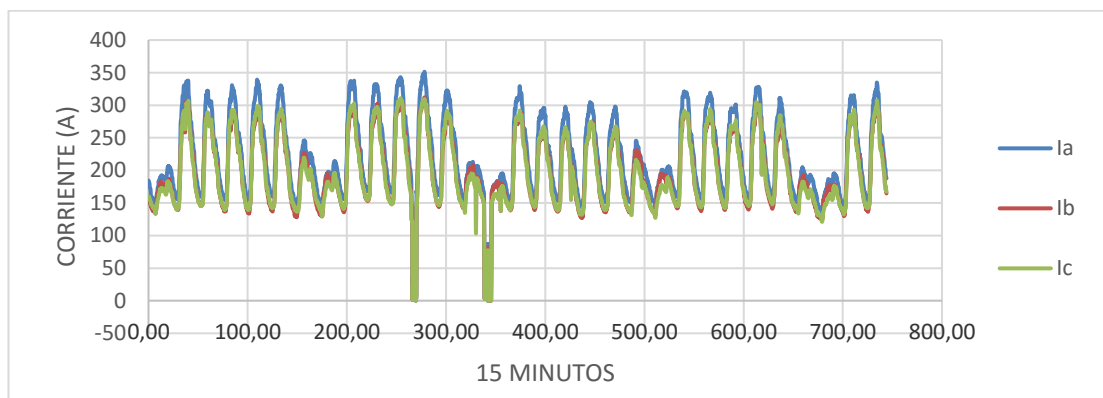


Figura 1.13: Lectura de corriente por fase cada 15 minutos marzo 2015 Atarazana 1 [25].

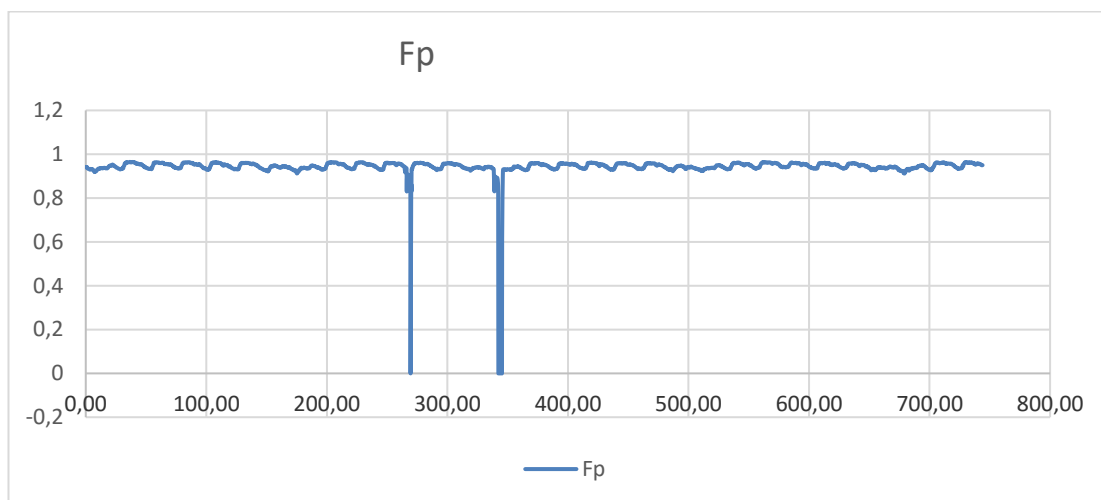


Figura 1.14: Lectura de factor de potencia cada 15 minutos marzo 2015 Atarazana 1 [25].

1.15 Alimentador Atarazana 2.

Esta alimentadora comprende aproximadamente 17,56 Km de tendido eléctrico de red de distribución (13,8 kV), además de ser la más extensa en cuanto a longitud es la menor en brindar el servicio con 434 abonados y se extiende por cuatro ciudadelas del norte de la ciudad.

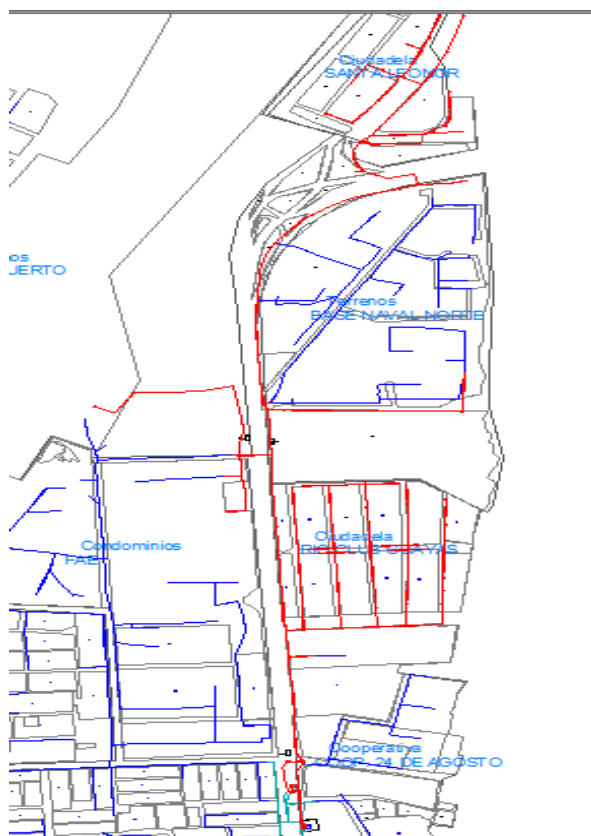


Figura 1.15: Plano de la Alimentadora Atarazana 2 [25].

El área que recorre esta alimentadora está señalada en la **Figura 1.15** la misma que sale desde la subestación hasta la ciudadela SANTA LEONOR, pasando y dando el servicio a las ciudadelas:

- COOP 24 DE AGOSTO
- RIO CLUB GUAYAS
- BASE NAVAL NORTE
- SANTA LEONOR

La **Tabla 27** muestra los usuarios que tiene esta alimentadora, en base al tipo de consumo.

	CLIENTES_RESIDENCIAL	CLIENTES_COMERCIAL	CLIENTES_INDUSTRIAL	CLIENTES_OTROS
ATARAZANA 2	356	63	6	9

Tabla 27: Abonados Atarazana 2 [25].

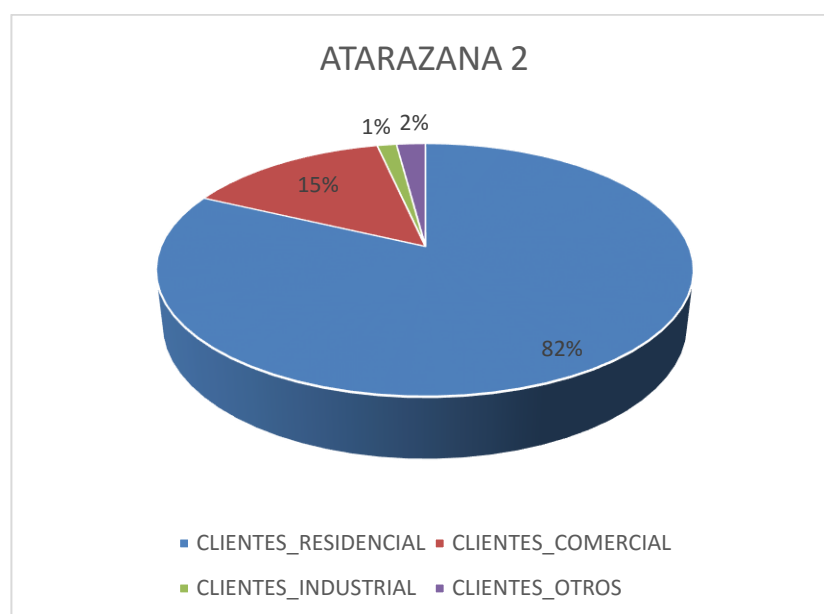


Figura 1. 16: Distribución de abonados por sector Atarazana 2 [25].

En base a la **Figura 1.16** el alimentador ATARAZANA 2 tiene como característica y porcentaje como dominante el sector de mayor consumo es el residencial con el 82% de la demanda total, siendo el sector con mayor demanda para esa alimentadora.

Mediciones de Consumo del alimentador Atarazana 2.

En la Figura 1.17, Figura 1.18, Figura 1.19, Figura 1.20 y Tabla 28 se detallan las lecturas del mes de marzo del 2015. En las lecturas se observa que se registran mediciones con un valor de cero, esto se debe a una interrupción en el servicio y de allí el valor aberrante.

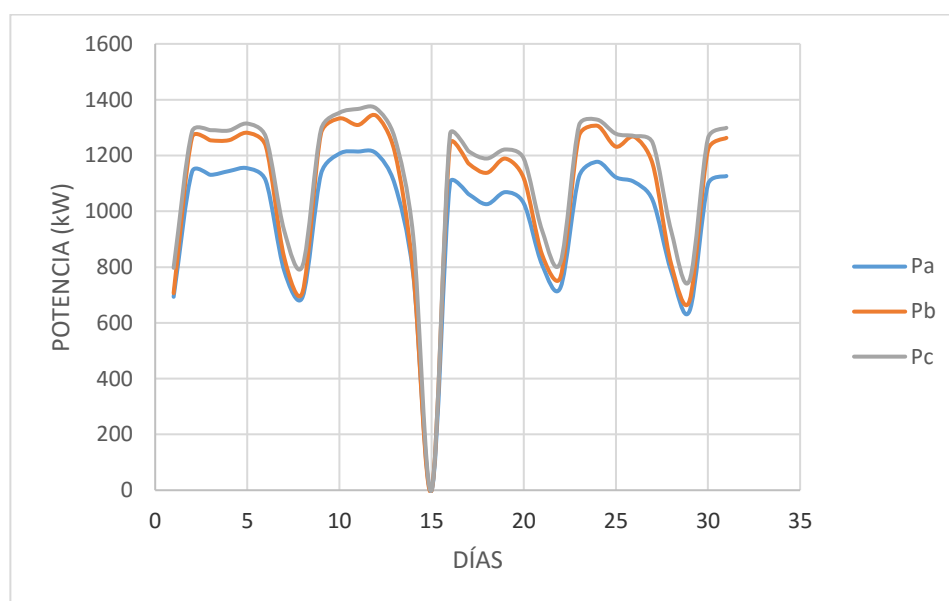


Figura 1.17: Lectura Marzo 2015 del Alimentador Atarazana 2 [25].

DEMANDA MARZO				
INICIO LECTURA		01/03/2015 - 0:15:00		
FINAL LECTURA		01/04/2015 - 0:00:00		
	KW	KVAR	KVA	FP
D. MAXIMA (MES)	5786,58	1120,67	5880,46	0,9968
D. MINIMA(MES)	1660,84	8,503	1663,16	0,7632

Tabla 28: Lectura marzo 2015 del Alimentador Atarazana 2 [25].

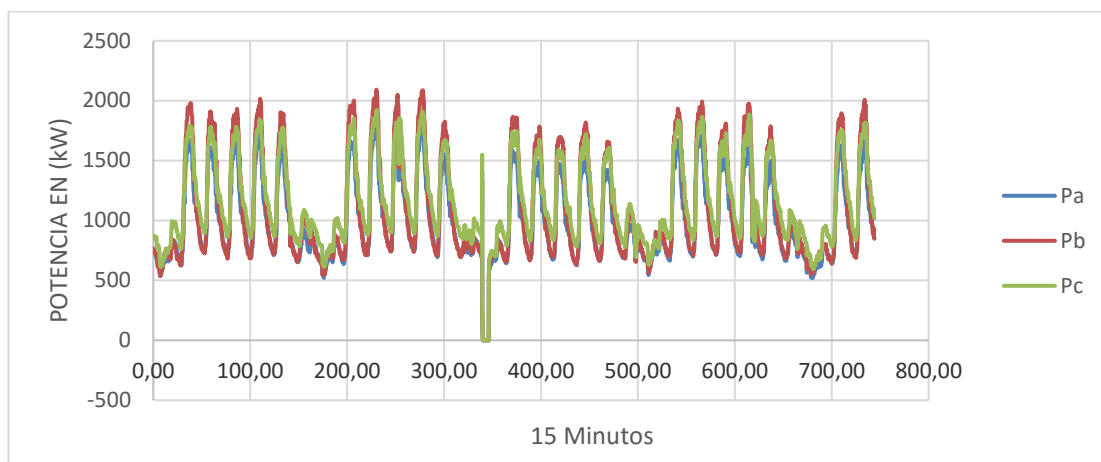


Figura 1.18: Lectura de potencia cada 15 minutos marzo 2015 Atarazana 2 [25].

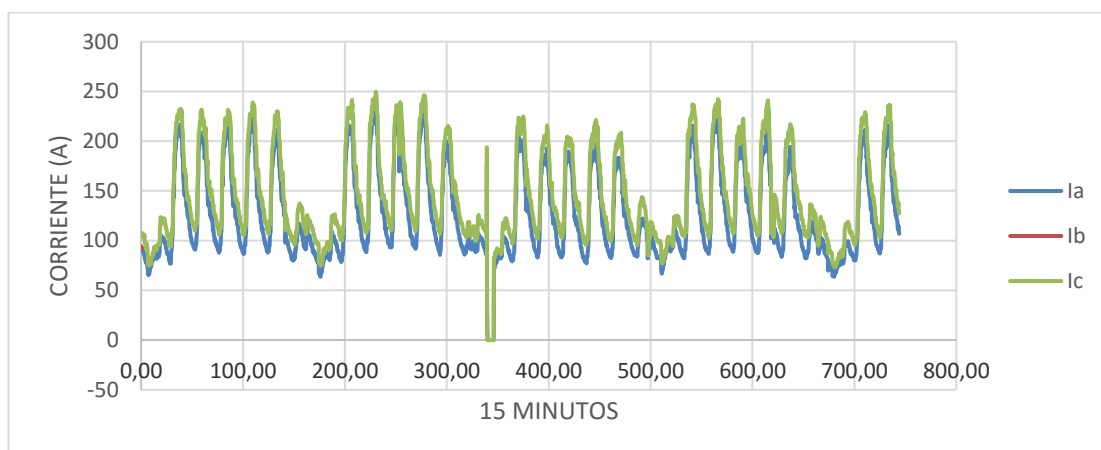


Figura 1.19: Lectura de corriente por fase cada 15 minutos marzo 2015 Atarazana 2 [25].

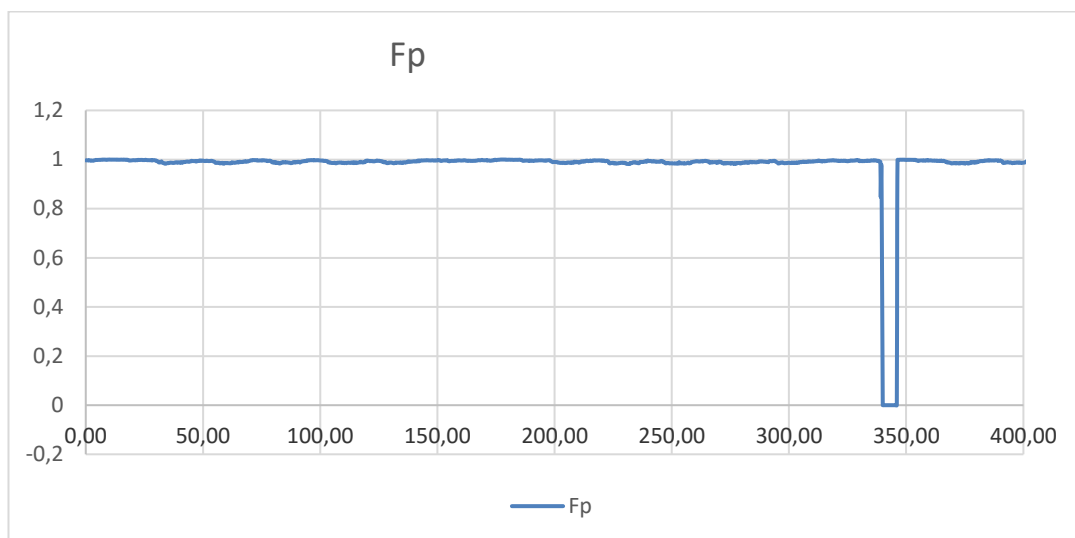


Figura 1.20: Lectura de factor de potencia cada 15 minutos marzo 2015 Atarazana 2 [25].

1.16 Alimentador Atarazana 3.

Esta alimentadora comprende aproximadamente 12,6 Km de tendido eléctrico en red de distribución en baja tensión (13.8 kV), es la más corta en cuanto a longitud que las demás alimentadoras, pero con mayor número de abonados con 3091 usuarios registrados.

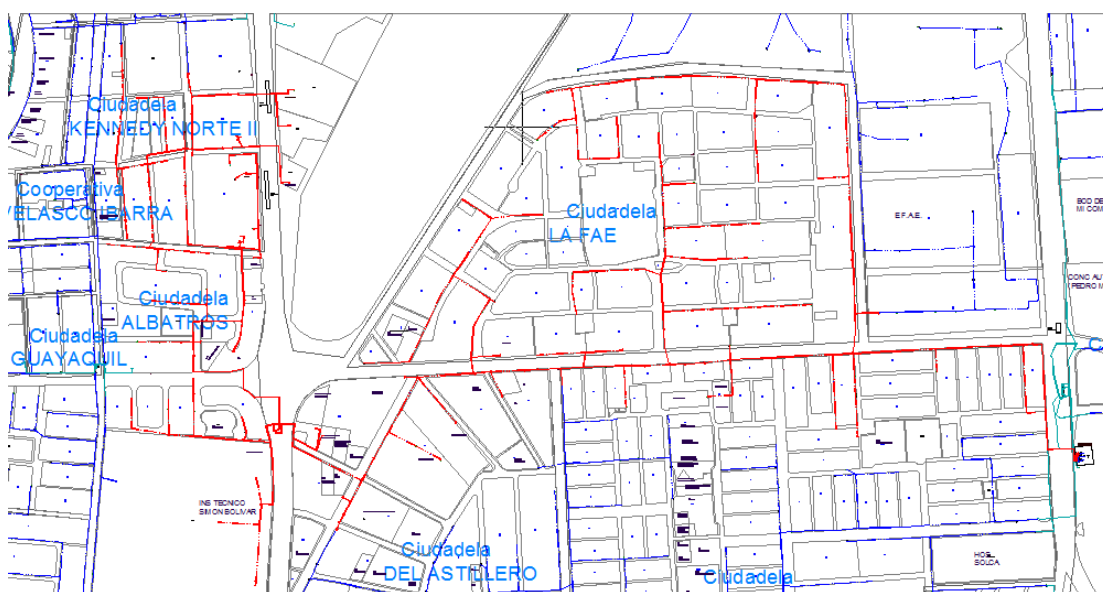


Figura 1. 21: Plano de la Alimentadora Atarazana 3 [25]

En el mapa de la **Figura 1.21** están señaladas las ciudadelas que recorre esta alimentadora son:

- CIUDADELA DE LA FAE
- KENNEDY NORTE II
- VELASCO IBARRA
- CIUDADELA ALBATROS
- CIUDADELA GUAYAQUIL
- CIUDADELA DEL ASTILLERO

La **Tabla 29** muestra los usuarios en esta alimentadora según el tipo de consumo.

	CLIENTES_RESIDENCIAL	CLIENTES_COMERCIAL	CLIENTES_INDUSTRIAL	CLIENTES_OTROS
ATARAZANA 3	2.453	591	10	37

Tabla 29: Abonados Atarazana 3 [25].

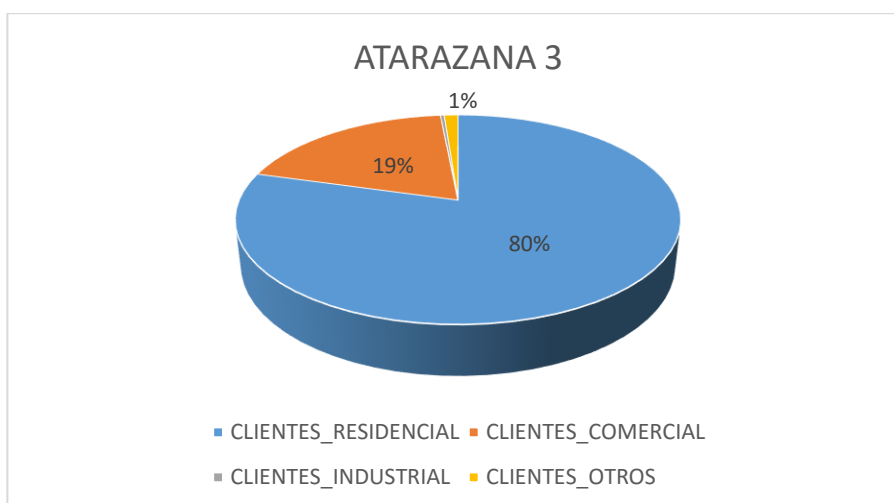


Figura 1. 22: Abonados por sector Atarazana 3 [25].

En base a la **Figura 1.22** el alimentador ATARAZANA 3 tiene como característica y porcentaje como dominante el sector de mayor consumo es el residencial con el 80% de la demanda total, siendo el sector con mayor demanda para esa alimentadora.

Medición de Consumo del alimentador Atarazana 3.

En la **Figura 1.23**, **Figura 1.24**, **Figura 1.25**, **Figura 1.26** y **Tabla 30** se detallan las lecturas del mes de marzo del 2015. En las lecturas se observa que se registran mediciones con un valor de cero, esto se debe a una interrupción en el servicio y de allí el valor aberrante.

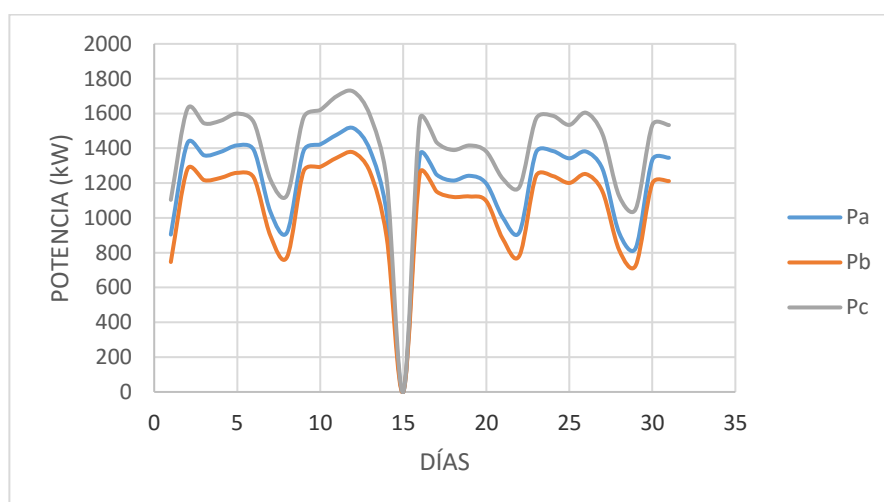


Figura 1.23: Lectura marzo 2015 del Alimentador Atarazana 3 [25].

DEMANDA MARZO				
INICIO LECTURA		01/03/2015 - 0:15:00		
FINAL LECTURA		01/04/2015 - 0:00:00		
	KW	KVAR	KVA	FP
D. MAXIMA (MES)	6737,84	2160,61	6844,29	0,99049
D. MINIMA(MES)	2018,14	202,8	2034,52	0,7279

Tabla 30: Lectura marzo 2015 del Alimentador Atarazana 3 [25].

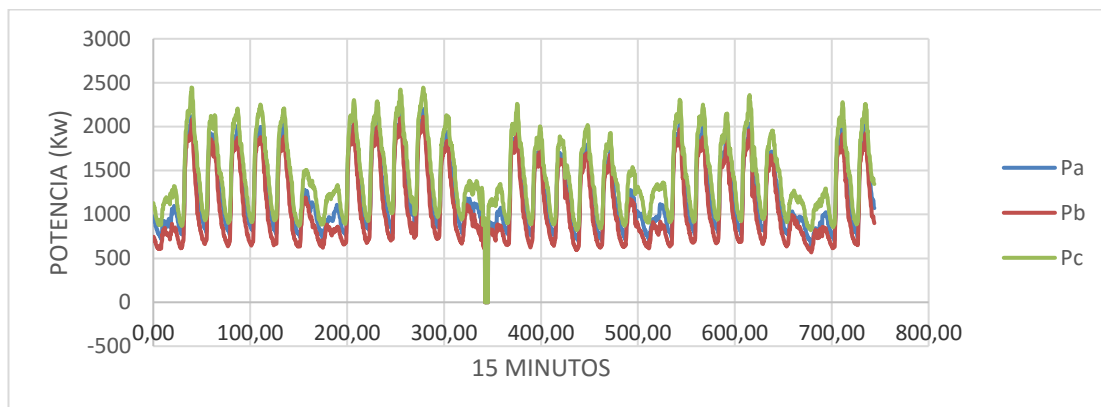


Figura 1.24: Lectura de potencia cada 15 minutos marzo 2015 Atarazana 3 [25].

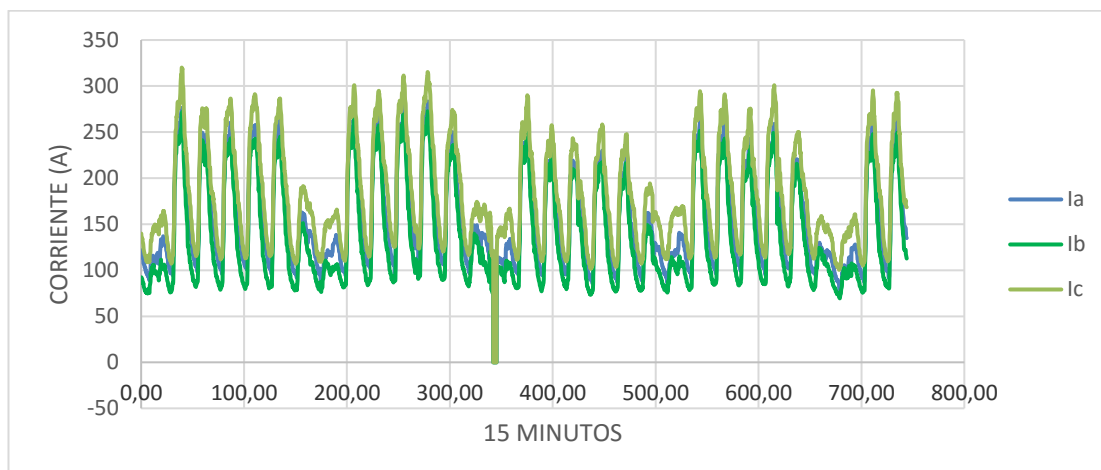


Figura 1.25: Lectura de corriente por fase cada 15 minutos marzo 2015 Atarazana 3 [25].

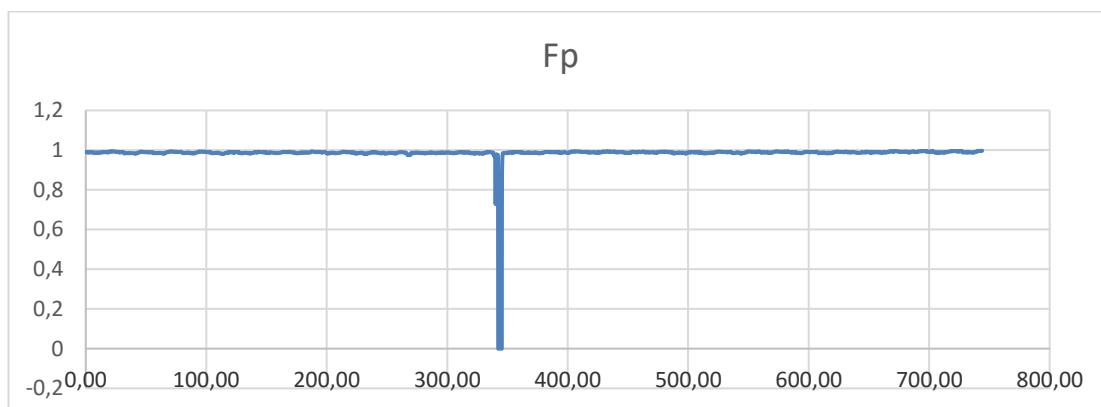


Figura 1.26: Lectura de factor de potencia cada 15 minutos marzo 2015 Atarazana 3 [25].

La curva de factor de potencia **Figura 1.26** muestra que en la alimentadora tiene un muy buen factor de potencia se puede resumir que casi no tiene carga reactiva, esto se refleja en la lectura de un mes tenga valores cercanos a uno.

1.17 Demanda promedio Potencia y Energía de la subestación Atarazana.

En la **Tabla 31** se pueden apreciar las demandas promedio de potencia, energía y factor de potencia de 15 minutos para algunos meses de los años 2014 y 2015 de la Subestación Atarazana.

MES-AÑO	ENERGÍA		POTENCIA			FP
	kWh	kVARh	kW	kVAR	kVA	
may-14	2.837,66	827,81	11.347,32	3.310,28	11.823,60	0,96
jun-14	2.752,47	774,91	11.009,86	3.099,63	11.440,89	0,96
oct-14	2.547,03	613,78	10.182,82	2.453,89	10.475,94	0,97
mar-15	2.917,34	654,34	11.668,71	2.616,91	11.960,02	0,98
may-15	3.045,51	715,45	12.182,04	2.861,79	12.514,94	0,97
PROMEDIO	2.820,00	717,26	11.278,15	2.868,50	11.643,08	0,97

Tabla 31: Demandas promedio de potencia, energía y factor de potencia [25].

CAPÍTULO 2

2 NORMAS TÉCNICAS APLICADAS A LA CONSTRUCCIÓN DE LAS LÍNEAS DE 22 Y 36 KV.

Este capítulo pretende enmarcar las normas para el diseño eléctrico de una red de distribución a nivel de voltaje 22 kV y 36 KV, utilizando como referencia normas internacionales de construcción de redes eléctricas de distribución, las normas están aceptadas por las entidades nacionales como el MEER (Ministerio de electricidad y energía renovable) encargadas regular el diseño y construcción emitiendo reglamentos técnicos de construcción.

La construcción y el diseño de las líneas se utilizarán como referencia normas técnicas de construcción de líneas de distribución para el nivel de voltaje ya descritos. Para la ejecución de los trabajos se cumplirán todas las disposiciones planteadas aprobadas por el MEER. Para media tensión se usará la metodología que nos permitirá designar las unidades de construcción que se utilizará en el diseño del proyecto.

Las normas se aplicarán para la construcción de redes aéreas de distribución de 22 kV a 120/240V, 36 kV a 120/240V en reemplazo de las líneas ya existentes 13,8 kV, para este reemplazo se analizara, para este proyecto se ajusta a la normativa que detalla el MEER.

2.1 Definiciones.

Las definiciones que se detallan a continuación se usaran en el presente trabajo y son términos usados en el diario construir eléctrico.

Cable.- Conductor desnudo o con aislamiento, puede ser de uno o varios hilos.

Conductor.- Hilo de material eléctricamente capaz de transmitir corriente eléctrica.

Cable de acometida.- conductor o cable para el servicio.

Conductor aislado.- Son conductores que tiene recubrimiento con dieléctrico, la capacidad de aislamiento tendrá como base al nivel de voltaje al cual estará expuesto el conductor.

Conductor desnudo.- Son conductores que no tienen el recubrimiento con ningún tipo de dieléctrico.

Distancia mínima de seguridad.- Es la distancia mínima establecida entre un objeto o elemento energizado con relación a las personas para salvaguardar la integridad física, por descargas o choques eléctricos.

Edificaciones o edificios.- Edificación o construcción ocupada por personas.

Flecha.- Distancia vertical en el arco que se forma desde la distancia medida de un conductor a línea recta imaginaria que se forma desde un poste a otro.

Flecha inicial sin carga.- Flecha de un conductor sin carga externa

Flecha final.- Flecha de un conductor con carga externa o en funcionamiento.

Objeto energizado.- Objeto conectado que está conectado a alguna fuente de características eléctricas.

Partes energizadas.- Elementos o componentes eléctricos sin ningún aislador eléctrico que pueden producir descargas eléctricas.

Línea de suministro eléctrico.- Conductor y elementos usados para la para la conducción de energía eléctrica.

Sistema de tierra.- Conductor o conductores usados en configuraciones para aterrizar los elementos del sistema.

Tensión.- Para la temática eléctrica, es el voltaje o diferencia de potencial entre dos conductores o entre conductor a tierra.

Vano.- Distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas.

Distancias de seguridad horizontal y vertical.- Distancia mínima requerida para evitar accidentes, se mide desde el punto más externo de los conductores o equipo eléctrico energizado.

Redes aéreas de distribución en BT y MT.- Elementos que constituyen la estructura destinado al transporte de energía eléctrica nivel BT (208/120), MT (11.4 kv, 13.2 kv, 22kv y 34.5 kv).

2.2 Ruta.

Cabe señalar que la ruta o recorrido de esta nueva red está ya definida por la red existente, por lo tanto, se proyecta a reemplazar los elementos que en un nivel superior de voltaje requieren mayor nivel de protección o distancias de seguridad con mayores distancias las que se definirán como base en las normas de construcción y levantamiento de redes a niveles de voltaje 22 kV y 36 kV.

Para ejecutar el diseño de ruta que ya está definido, el ingeniero debe proyectar los métodos más adecuados y el más seguro para la instalación y de los equipos a reemplazar en el menor tiempo posible el desmontaje y la instalación de los nuevos equipos, evitando el riesgo para el personal que instala y los transeúntes.

Debe tomarse en cuenta como primordial no afecte el continuo suministro de servicio, o el menor impacto en cuanto a lo económico cuando se realice el cambio de nivel de voltaje, el cual será programado con las debidas precauciones y seguridades.

2.3 Generalidades de construcción de las estructuras postes 22 kv y 36 kv.

Entre los aspectos de construcción más relevantes para la modificación en los tramos donde la estructura existente no cumpla con la normativa NESC 2002 para redes a 22 kV y 36 kV.

- Tramos rectos
- Cruce de vías
- Riesgo de colisión con las estructuras
- Paso sobre vivienda existente
- Construcción de obras civiles debajo de las líneas
- Interferencias eléctricas
- Acceso a domicilios

Los parámetros que se deben respetarse para redes BT y MT en zonas urbanas con conductores desnudos para redes aéreas, dependiendo del vano de los postes las distancias mínimas se miden desde la concavidad donde más se acercan al piso (flecha), como se muestra en la **Figura 2. 1**.

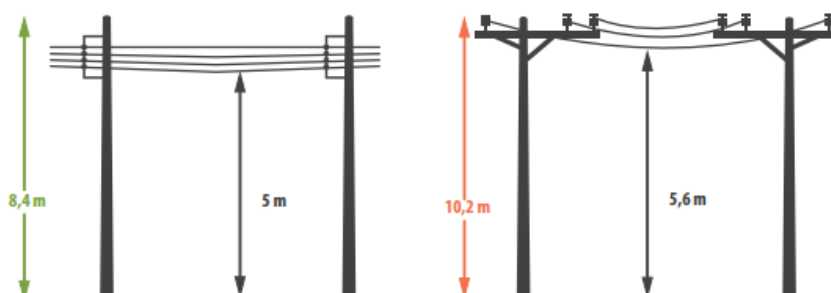


Figura 2. 1: Parámetros para redes de baja y media tensión [18].

DISTANCIAS VERTICALES	MT 34,5 - 11,4 Kv	BT (208/120 V)
Por encima o debajo de balcones	4,1 m	3,5 m
Techos de facil acceso a personas	4,1 m	3,5 m
Area con acceso de vehiculos	4,1 m	3,5 m
Area de calles y callejones zonas peatonales	5,6 m	5 m

Tabla 28: Distancias Mínimas de Seguridad [18].

Las especificaciones técnicas que tienen como factor principal guardar las distancias de seguridad de acuerdo al nivel de voltaje se muestran en la **Tabla 28**. La altura de los postes es proporcional al nivel de voltaje, es decir a mayor voltaje se tendrá una mayor altura de la estructura o poste tal como se muestra en la **Tabla 29**.

TENSION DE LA RED	120/240 V	11,4 KV	34,5 KV
MONTAJE ALTURA DEL POSTE (m)	8,4	10,2	12

Tabla 29: Distancia vertical de seguridad para redes aéreas según el nivel de voltaje [18].

Distancias mínimas de seguridad con respecto a construcciones para 22 kv y 36 kv.

Las distancias verticales y horizontales de las estructuras con relación a las construcciones deben cumplir con los espacios mínimos de seguridad las cuales se describen en la NESC 2002 y se referirá como horizontal y vertical.

Distancias mínimas Horizontales.

Las distancias mínimas horizontales que se debe cumplir, la **Figura 2. 2** muestra el detalle de las estructuras y los espacios, en la **Tabla 30** se especifican los valores que cumplen con la norma NESC 2002 para 22 kV y 36 kV, dichos valores son iguales para ambos niveles de voltaje.

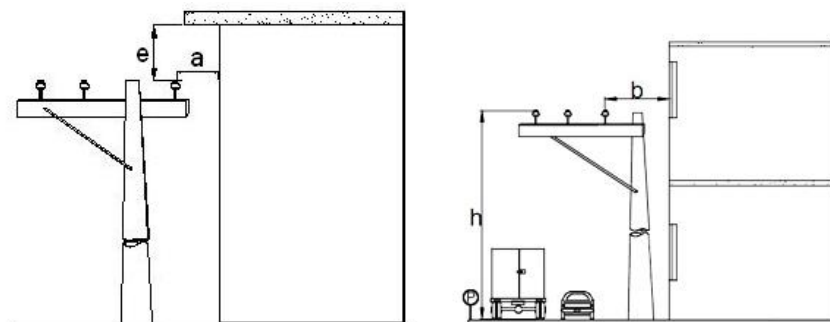


Figura 2. 2: Distancias horizontales mínimas de seguridad [18].

DESCRIPCION	DISTANCIA (metros)
Horizontal	22 KV-36 KV
1. A muros, proyecciones y ventanas no expuestas (a)	2,3
2. A ventanas expuestas (b)	2,3
3. A balcones y sitios accesibles a personas (b y c)	2,3
4. A señales, chimeneas, avisos, antenas de radio y TV, y cualquier instalación no clasificada como edificio o puente.	2,3

Tabla 30: Distancias horizontales mínimas de seguridad para 22 kv y 36kv [18].

Distancias mínimas Verticales.

Las distancias verticales de las estructuras se muestran en las **Figura 2. 3** y

Figura 2. 4. En la **Tabla 31** se presentará las medidas mínimas requeridos para evitar accidentes, las distancias fueron obtenidas como base en la normativa NESC 2002 para 22 kV y 36 kV.

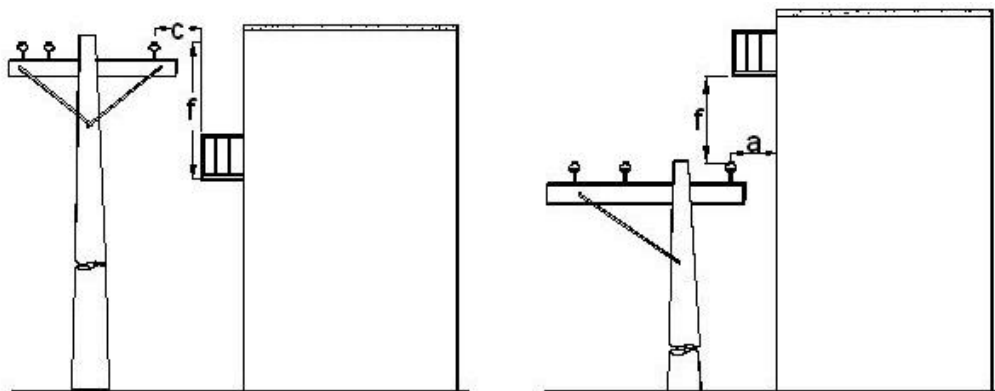


Figura 2. 3: Distancias verticales mínimas de seguridad a balcones [18].

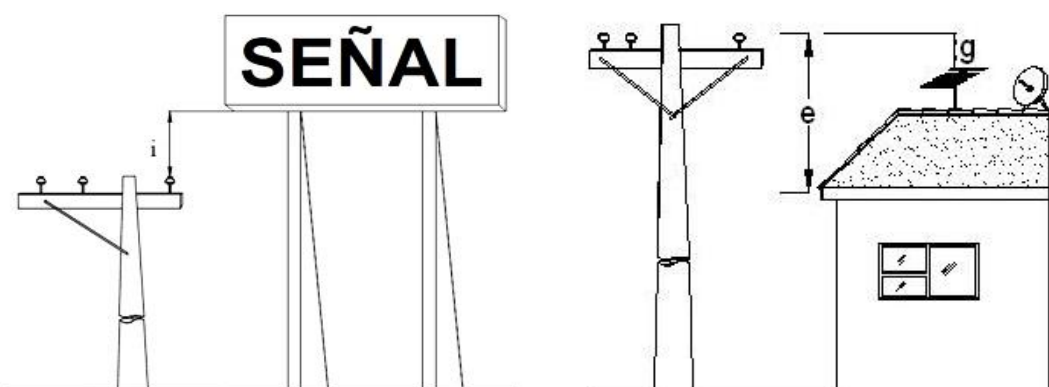


Figura 2. 4: Distancias verticales mínimas de seguridad a techos y vallas publicitarias [18].

DESCRIPCION	DISTANCIA (metros)
Vertical	22 KV-36 KV
1. Sobre o debajo de techos o proyecciones no accesibles a personas (e)	3,8
2. Sobre o debajo de balcones y techos accesibles a personas (f)	4,1
3. Sobre áreas accesibles a vehículos, pero no sujetos a tráfico pesado (h), figura B	4,1
4. Sobre áreas accesibles a tráfico pesado ⁽¹⁾	5,6
Señales, chimeneas, avisos, antenas de radio y TV, tanques y otras instalaciones no clasificadas como edificios o puentes	
Vertical	
1. Encima o debajo, por donde no circulen personas. (i)	2,3
2. Encima o debajo de escaleras de mano u otras superficies, donde circule personal (g)	4,1

Tabla 31: Distancias verticales mínimas de seguridad para 22 kv y 36kv [18].

Las distancias se pueden aplicar en los niveles de voltaje que se plantea, según la norma no representa peligro de contacto o descarga por arco.

2.4 Selección de Postes.

Cabe señalar que el MEER tiene homologadas las normas para niveles de voltaje 13.8 kV, 22 kV pero para niveles de 36 kV se utiliza normativas internacionales pero que no están homologadas en el país.

Las estructuras en media tensión MT son normalizadas y aceptada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER, Postes instalados en red de distribución actual se encuentran el rango para la utilización segura con niveles de voltaje a 22 KV y 36 KV. Los postes que se encuentran en la red actual son:

- Poste, hormigón armado circular 9 m, carga de rotura 350–2000 kg
- Poste, hormigón armado rectangular 9 m carga de rotura 350–500 kg

- Poste, hormigón armado circular de 10 m carga de rotura 400–500 kg
- Poste, hormigón armado circular de 11 m carga de rotura 350–500 kg
- Poste, hormigón armado circular de 12 m carga de rotura 350–2000 kg
- Poste, hormigón armado circular de 13 m carga de rotura 350–2000 kg
- Poste, hormigón armado circular de 15 m carga de rotura 350–2000 kg
- Poste, hormigón armado rectangular 15m carga de rotura 350–3000 kg
- Poste metálico circular de 9 m
- Poste metálico circular de 11 m
- Poste metálico circular de 12 m

2.5 Estructura en Redes de Distribución.

Las estructuras instaladas actualmente en los postes de 13.8 KV son metálicas, de 2.5 y 3 metros de longitud, las mismas se usarán para los niveles de voltaje 22 kV y 36 kV, según la norma NI 52.31.04. El diseño de las estructuras se modifica en base al nivel de voltaje, repercutiendo en la distancia entre conductores y accesorios como aisladores y elementos metálicos. Las estructuras de mayor incidencia instaladas actualmente, se detallan a continuación:

La **Figura 2. 5** muestra la configuración de cruceta Semicentrada Pasante para estructuras en redes aéreas de distribución; la estructura se utiliza en tangentes y/o ángulos de giro del conductor, en caso de ángulo, el conductor es fijado al aislador lateralmente, en esta estructura se utiliza tensor.

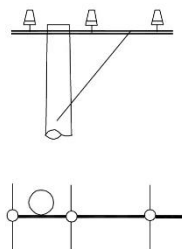


Figura 2. 5: Configuración de cruzeta Semicentrada Pasante (1ϕ , 3ϕ) [20].

La **Figura 2. 6** muestra la configuración de cruzeta Semicentrada Angular para estructuras en redes aéreas de distribución; la estructura se utiliza para un Vano máximo de 80 metros, con ángulos de giro del conductor que van desde 5° a 30° , en esta estructura se utiliza tensor.

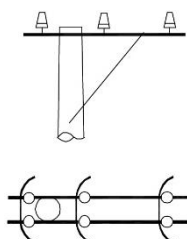


Figura 2. 6 Configuración de cruzeta Semicentrada Angular (1Φ , 3Φ) [20].

La **Figura 2. 7** muestra la configuración de cruzeta Semicentrada Doble Retención trifásica para estructuras en redes de aéreas de distribución; la estructura se utiliza en tangentes y/o ángulos de giro del conductor.

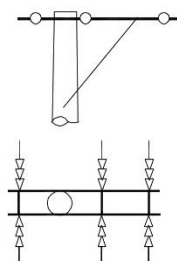


Figura 2. 7 Configuración de cruzeta Semicentrada Doble Retención (3Φ) [20].

La **Figura 2. 8** muestra la configuración de cruceta Centrada Retención Fin de Circuito para redes aéreas de distribución; la estructura se utiliza para conductor máximo ACSR 4/0 AWG, con un vano máximo de 150 metros, esta estructura usa tensor.

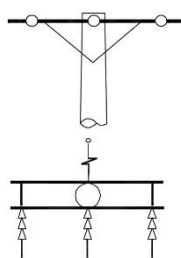


Figura 2. 8 Configuración de cruceta Centrada Retención Fin de Circuito (1Φ, 3 Φ) [20].

La **Figura 2. 9** muestra la configuración de cruceta Volada Pasante Derivación para redes aéreas de distribución; la estructura se utiliza en tangentes y/o ángulos de giros del conductor, en este caso el conductor es fijado al aislador lateralmente. Esta estructura se instala en postes con carga de Rotura Horizontal de 500Kg; utiliza tensor.

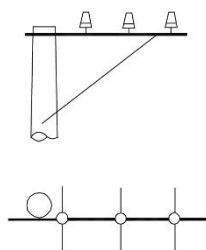


Figura 2. 9 Configuración de cruceta Volada Pasante Derivación (1Φ, 3 Φ) [20].

Fuente: Norma NI 52.31.04

La **Figura 2. 10** muestra la configuración de cruceta Volada Angular para redes aéreas de distribución; la estructura se utiliza para ángulos de giro del conductor y se instala en postes con carga de Rotura Horizontal de 500 Kg, en esta estructura se utiliza tensor.

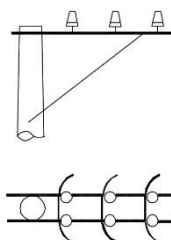


Figura 2. 10 Configuración de cruceta Volada Angular (1 Φ , 3 Φ) [20].

Fuente: Norma NI 52.31.04

2.6 Elementos que constituyen las Estructuras.

Para fijar los conductores a los aisladores por ende a la estructura y así para evitar la energización del poste o estructura, se utilizan tornillos que permiten mantener los conductores sobre la parte superior de la cruceta o como retención.

2.7 Aislamiento.

El aislamiento es vital en una estructura y su elección evitan arcos eléctricos, sobretensiones, humedad inclemencias del tiempo u otros contaminantes que afectan al funcionamiento y operación de la red

En la red se utilizarán de porcelana, que se utiliza de manera común al nivel de 13.8 kV, por su estructura y composición representa una mayor resistencia mecánica para soportar esfuerzos mecánicos a los que van a estar sometidos como cargas de viento, descargas eléctricas, y condiciones desfavorables, donde se tomara en cuenta el máximo porcentaje de resistencia mecánica de ruptura:

- Aislante voladizo 40 %
- Comprensión 50 %
- Tensión 50 %

Para la elección de aisladores, se tomará en consideración los valores de flameo en seco del aislador, tomando en consideración la norma ANSIC29.1-1988. Esta normativa está basada para zonas en las que las descargas eléctricas son severas o las condiciones de contaminación son altas, deben usarse a esas condiciones y no menores.

2.8 Conductor.

La selección del conductor se la realiza por la cantidad de corriente que va a conducir, el conductor que está en el tendido eléctrico a 13,8 kV si cumple con la cantidad de corriente la cual va a conducir a niveles de voltaje mayor (22 kV, 36 kV).

CALIBRE AWG o MCM	COBRE (AMPERIOS)	ACSR (AMPERIOS)	ALUMINIO (AMPERIOS)
8	90		
6	130	100	98
4	180	140	130
2	240	180	180
1/0	310	230	235
2/0	360	270	275
3/0	420	300	325
4/0	490	340	375
266,8		460	445

Tabla 32: Capacidad de corriente de conductores típicos [19].

Los valores de la **Tabla 32** fueron obtenidos bajo los siguientes parámetros:

- Temperatura total máxima del conductor 75 °C.
- Temperatura ambiente 25°C.

- Velocidad del viento 0.6 m/s.
- Factor de emisividad 0.5.
- Frecuencia 60 Hertz.

2.9 Distancia horizontal entre conductores.

La distancia horizontal entre conductores para cualquier configuración se la realiza sin viento o en reposo. La **Tabla 33** muestra la distancia horizontal entre conductores de acuerdo al nivel de voltaje en los mismos.

CLASE DE CIRCUITO	DISTANCIA HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES
De 0 a 8,7 kV	30 cm
De 8,7 a 50 kV	30 mas 1,0 cm por cada kV en exceso de 8,7 kV
Mayor 50 kV	

Tabla 33: Distancia horizontal entre conductores [18].

2.10 Normas de instalación para la Red de 22 kv.

Las estructuras que presentan las alimentadoras de la Subestación Atarazana son las que se detalla en la sección 2.6.0, las más utilizadas en la red 3 Φ y 1 Φ . Para la red en nivel de 22 kV se reemplaza solo los aisladores para un mayor nivel de voltaje según sea el caso, los demás elementos no se reemplazarán los cuales son elementos estándar para crucetas metálicas.

Estructura Semicentrada Pasante (3 Φ)

Para la unidad de propiedad PU de la MEER a esta configuración se la conoce como 3SP. Esta estructura se utiliza en tramos largos y rectos de hasta 150 metros con ángulos de deflexión pequeños hasta 80 metros. En la **Figura 2. 11** se muestra Estructura Semicentrada Pasante (3 Φ), la **Tabla 34** muestra la lista de elementos que constituyen la estructura.

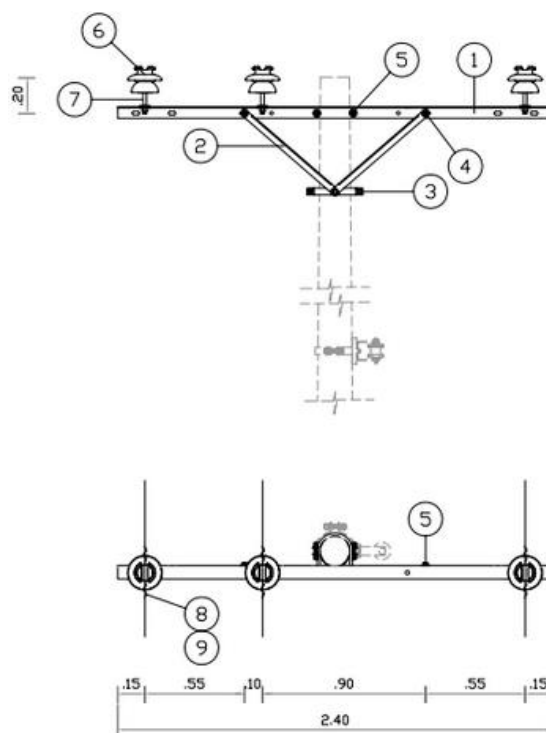


Figura 2. 11: Estructura Semicentrada Pasante (3SP) [20]

ELEMENTO QUE CONSTITUYEN LA ESTRUCTURA		
REFERENCIA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2 400 mm (3 x 3 x 1/4 x 95")	1
2	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 x 700 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 27)	2
3	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 3 pernos, 38 x 4 x 140 mm (1 1/2 x 5/32 x 5 1/2")	1
4	Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16 x 38 mm (5/8 x 1 1/2")	2
5	Perno "U" de acero galvanizado, 2 tuercas, 2 arandelas planas y 2 presión, de 16 x 152 mm (5/8" x 6"), ancho dentro de la "U"	1
6	Aislador espiga (pin), porcelana, con radio interferencia, 25 kV, ANSI 56-1	3
7	Perno pin de acero galvanizado, rosca plastica de 50 mm, 19 x 305 mm (3/4" x 12")	3
8	Alambre de Al, desnudo sólido, para atadura, 4 AWG	6
9	Varilla de armar preformada simple, para cable de Al	3

Tabla 34: Elementos de la estructura Semicentrada Pasante (3SP) [20].

Estructura Semicentrada Angular (3 Φ).

Esta estructura se conoce como 3SA, se la utiliza en tramos que tienen ángulos de deflexión. En la **Figura 2. 12** se muestra la Estructura Semicentrada Angular (3 Φ), en la **Tabla 35** se muestra la lista de elementos que constituyen la estructura.

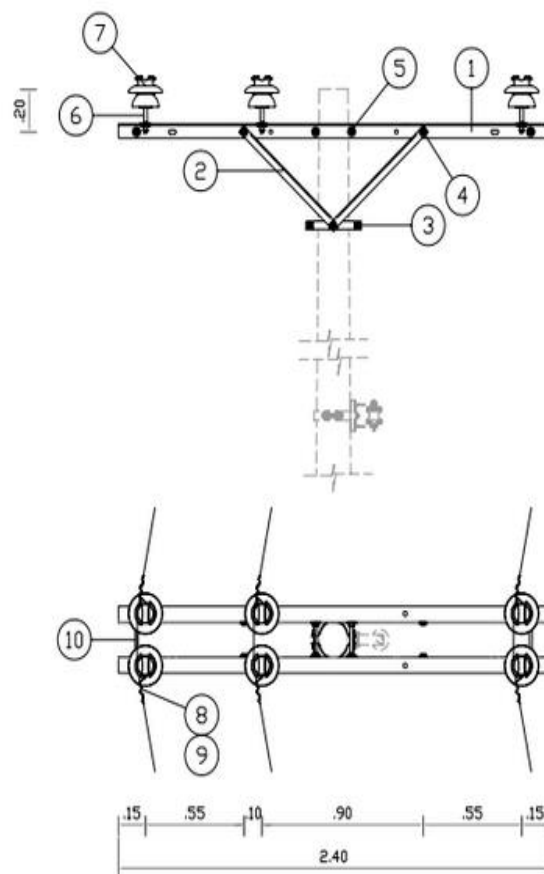


Figura 2.12: Estructura Semicentrada Angular (3SA) [20].

ELEMENTO QUE CONSTITUYEN LA ESTRUCTURA		
REFERENCIA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2 400 mm (3 x 3 x 1/4 x 95")	2
2	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 x 700 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 27	4
3	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 3 pernos, 38 x 4 x 140 mm (1 1/2 x 5/32 x 5 1/2")	1
4	Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16 x 38 mm (5/8 x 1 1/2")	4
5	Perno rosca corrida de acero galvanizado, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16 x 306mm (5/8 x 12")	2
6	Perno pin de acero galvanizado, rosca plastica de 50 mm, 19 x 305 mm (3/4" x 12")	6
7	Aislador espiga (pin), porcelana, con radio interferencia, 25 kV, ANSI 56-1	6
8	Alambre de Al, desnudo sólido, para atadura, 4 AWG	12
9	Varilla de armar preformada simple, para cable de Al	3
10	Perno rosca corrida de acero galvanizado, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16 x 306mm (5/8 x 12")	2

Tabla 35: Elementos de la estructura Semicentrada Angular (3SA) [20].

Estructura Semicentrada Doble Retención (3 ϕ)

Esta estructura se conoce como 3SD, posee un conjunto horizontal para tangentes o ángulos con de vano máximo de 80 metros. El arreglo se construirá con los elementos que se detallan con las distancias normalizadas. Los aisladores tipo pin y para los horizontales se usan cadenas de suspensión. La **Figura 2. 13** muestra la Estructura Semicentrada Doble Retención (3 ϕ), la **Tabla 36** muestra la lista de elementos que constituyen la estructura.

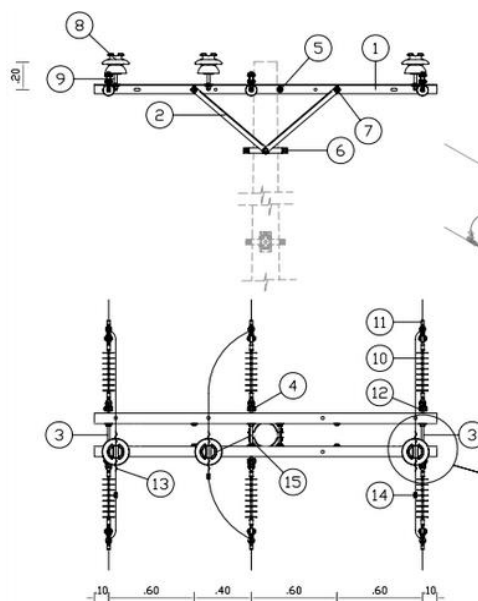


Figura 2. 13: Estructura Semicentrada Doble Retención (3SD) [20].

ELEMENTO QUE CONSTITUYEN LA ESTRUCTURA		
REFERENCIA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2 400 mm (3 x 3 x 1/4 x 95")	2
2	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 x 700 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 279/16)	4
3	Perno ojo de acero galvanizado, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16 x 254 mm (5/8x 10")	2
4	Tuerca ojo ovalado de acero galvanizado, perno de 16 mm (5/8")	3
5	Perno rosca corrida de acero galvanizado, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16 x306mm (5/8 x 12")	1
6	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 4 pernos, 38 x 4 x 140 mm (1 1/2 x 5/32 x 5 1/2")	1
7	Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16 x 38 mm (5/8 x 1 1/2")	4
8	Aislador espiga (pin), porcelana, con radio interferencia, 25 kV, ANSI 56-1	3
9	Perno pin de acero galvanizado, rosca plastica de 50 mm, 19 x 305 mm (3/4" x 12")	3
10	Aislador de suspensión, caucho siliconado, 25 kV, ANSI DS-28	6
11	Grapa de aleación de Al, terminal apernado, tipo pistola	6
12	Horquilla de acero galvanizado, para anclaje 16 x 75 mm (5/8 x 3")	6
13	Alambre de Al, desnudo sólido, para atadura, 4 AWG	6
14	Conector de aleación de Al, compresión tipo "H"	3
15	Perno ojo de acero galvanizado, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16 x 254 mm (5/8x 10")	1

Tabla 36: Elementos de la estructura Semicentrada Doble Retención (3SD) [20].

Estructura Centrada Retención fin de circuito (3 ϕ)

Esta estructura se conoce como 3SR, tiene como vano máximo de 150 metros para fin del circuito y se utilizan tensores. La **Figura 2. 14** muestra la Estructura Centrada Retención fin de circuito (3 ϕ), la **Tabla 37** muestra la lista de elementos que constituyen la estructura.

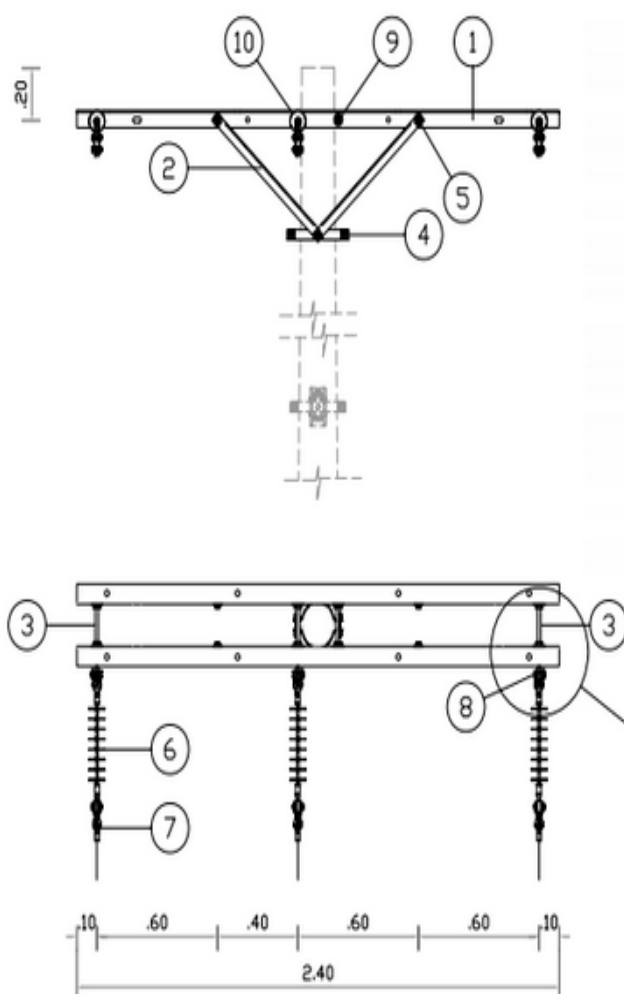


Figura 2. 14: Estructura Centrada Retención fin de circuito (3SR) [20].

ELEMENTO QUE CONSTITUYEN LA ESTRUCTURA		
REFERENCIA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2 400 mm (3 x 3 x 1/4 x 95")	2
2	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 x 700 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 279/16")	4
3	Perno ojo de acero galvanizado, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16 x 254 mm (5/8x 10")	2
4	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 4 pernos, 38 x 4 x 140 mm (1 1/2 x 5/32 x 5 1/2")	1
5	Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16 x 38 mm (5/8 x 1 1/2")	4
6	Aislador de suspensión, caucho siliconado, 25 kV, ANSI DS-28	3
7	Grapa de aleación de Al, terminal apernado, tipo pistola	3
8	Horquilla de acero galvanizado, para anclaje 16 x 75 mm (5/8 x 3")	3
9	Perno rosca corrida de acero galvanizado, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16 x 306 mm (5/8 x 12")	1
10	Perno ojo de acero galvanizado, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16 x 254 mm (5/8x 10")	1

Tabla 37: Elementos de la estructura Centrada Retención fin de circuito (3SR) [20].

Estructura Volada Pasante derivación (3 ϕ).

Esta estructura se conoce como 3VP; tiene sus conductores instalados en el mismo plano horizontal, se la utiliza en tangentes y ángulos pequeños con vano máximo de 40 metros. La **Figura 2. 15** muestra la Estructura Volada Pasante derivación (3 ϕ), la **Tabla 38** muestra la lista de elementos que constituyen la estructura.

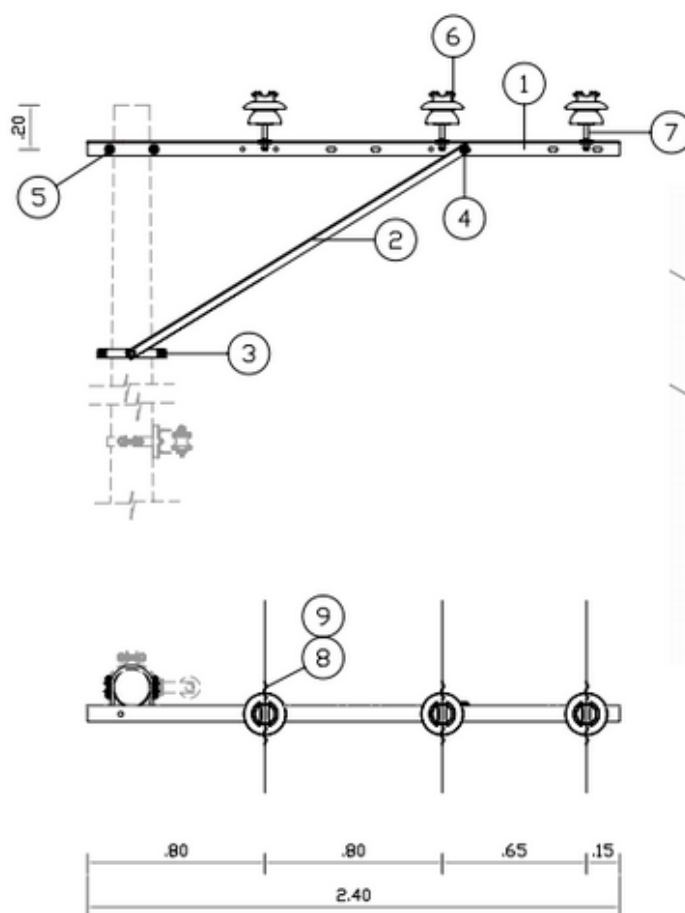


Figura 2. 15: Estructura Volada Pasante derivación (3VP) [20].

ELEMENTO QUE CONSTITUYEN LA ESTRUCTURA		
REFERENCIA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2 400 mm (3 x 3 x 1/4 x 95")	1
2	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 x 1 800 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 71")	1
3	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 3 pernos, 38 x 4 x 140 mm (1 1/2 x 5/32 x 5 1/2")	1
4	Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16 x 38 mm (5/8 x 1 1/2")	1
5	Perno "U" de acero galvanizado, 2 tuercas, 2 arandelas planas y 2 presión, de 16 x 152 mm (5/8" x 6"), ancho dentro de la "U"	1
6	Aislador espiga (pin), porcelana, con radio interferencia, 25 kV, ANSI 56-1	3
7	Perno pin de acero galvanizado, rosca plastica de 50 mm, 19 x 305 mm (3/4" x 12")	3
8	Alambre de Al, desnudo sólido, para atadura, 4 AWG	6
9	Varilla de armar preformada simple, para cable de Al	3

Tabla 38: Elementos de la estructura Volada Pasante derivación (3VP) [20].

Estructura Volada Angular (3 ϕ).

Esta estructura se conoce como 3VA, se la utiliza en tangentes y ángulos, si la ruta presenta Angulo el vano máximo será de 40 metros y el poste debe tener la carga ruptura horizontal de 500 kg. En la **Figura 2. 16** se muestra la Estructura Volada Angular (3 ϕ), la **Tabla 39** muestra la lista de elementos que constituyen la estructura.

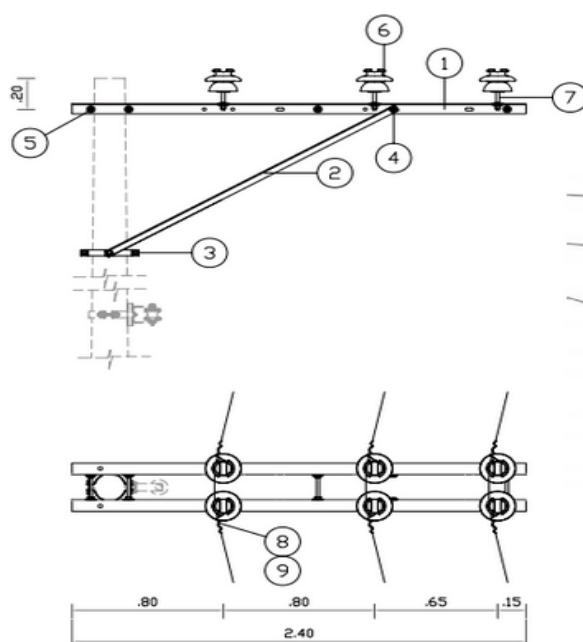


Figura 2. 16: Estructura Volada Angular (3VA) [20].

ELEMENTO QUE CONSTITUYEN LA ESTRUCTURA		
REFERENCIA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2 400 mm (3 x 3 x 1/4 x 95")	2
2	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 x 1 800 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 71")	2
3	Perno rosca corrida de acero galvanizado, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16 x306mm (5/8 x 12")	2
4	Perno rosca corrida de acero galvanizado, 4 tuercas, 4 arandelas planas y 4 de presión, 16 x306mm (5/8 x 12")	2
5	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 4 pernos, 38 x 4 x 160 mm (1 1/2 x 5/32 x 6 1/2")	1
6	Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16 x 38 mm (5/8 x 1 1/2")	2
7	Aislador espiga (pin), porcelana, con radio interferencia, 25 kV, ANSI 56-1	6
8	Perno pin de acero galvanizado, rosca plastica de 50 mm, 19 x 305 mm (3/4" x 12")	6
9	Alambre de Al, desnudo sólido, para atadura, 4 AWG	12
10	Varilla de armar preformada simple, para cable de Al	3

Tabla 39: Elementos de la estructura Volada Angular (3VA) [20].

2.11 Normas de instalación para la Red de 36 kv.

Para el nivel de voltaje 36 Kv se usan las mismas crucetas a nivel de 34,5 Kv, usando las distancias de separación que recomienda el reglamento técnico RETIE.

Estructura Semicentrada Pasante (3 ϕ).

Esta estructura también se conoce como 3SP. En la **Figura 2. 17** se muestra la Estructura Semicentrada Pasante (3 ϕ), la **Tabla 40** muestra la lista de elementos que constituyen la estructura.

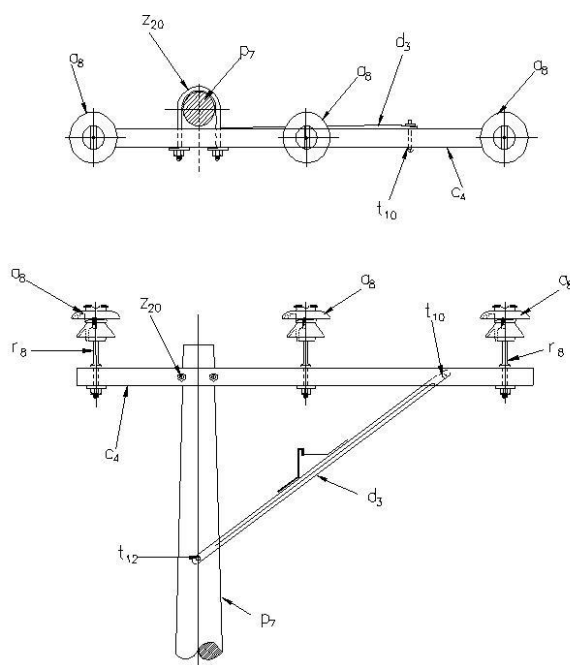


Figura 2. 17: Estructura Semicentrada Pasante (3SP) [20].

SÍMB.	CANT.	ESP. TÉCNICA	DESCRIPCIÓN
a ₈	3	ET-253	Aislador de pin ANSI 56-3
c ₄	1	ET401	Cruceta de 2,5 m
d ₃	1	ET406	Diagonal metálica en ángulo tipo 2
p ₇	1	ET201	Poste de concreto de 14 m , 750 kg ⁽¹⁾
r ₈	3	ET412	Porta aislador pasante 34,5 kV
t ₁₀	1	ET457	Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 5"
t ₁₂	1	ET457	ornillo de acero galvanizado 5/8" x 10" ⁽¹⁾
Z ₂₀	1	ET436	Abrazadera en U tipo 2

Tabla 40: Elementos de la estructura Volada Pasante (3SP) [20].

Estructura Semicentrada Angular (3 φ).

Esta estructura también se conoce como 3SA. Las estructuras en ángulo se usan cuando tiene ángulos de deflexión para las estructuras de alineamiento. En la **Figura 2. 18** se muestra la Estructura Semicentrada Angular (3 φ), la **Tabla 41** muestra la lista de elementos que constituyen la estructura.

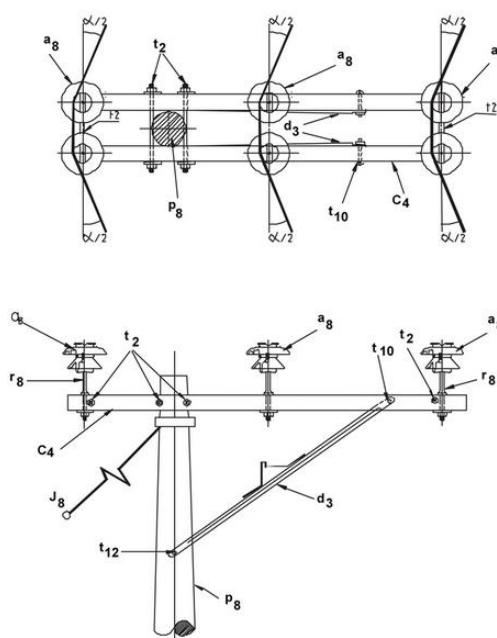


Figura 2. 18: Estructura Semicentrada Angular (3SA) [20].

SÍMB.	CANT.	ESP. TÉCNICA	DESCRIPCIÓN
a ₈	6	6762118	Aislador de pin ANSI 56-3
c ₄	2	6762481	Cruceta de 2,5 m
d ₃	2	6762206	Diagonal metálica en ángulo tipo 2
j ₈	1		Templete ⁽³⁾
p ₈	1	6762464	Poste de concreto de 14 m , 1 350 kg ⁽¹⁾
r ₈	6	6762191	Porta aislador pasante 34,5 kV
t ₂	4	6762191	Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 20"
t ₁₀	2	6762213	Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 5"
t ₁₂	1	6762252	Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 10" ⁽²⁾

Tabla 41: Elementos de la estructura Semicentrada Angular (3SA) [20].

Estructura Semicentrada Doble Retención (3 φ).

Esta estructura también se conoce como 3SD. Se usa cuando la estructura queda en tiro vertical "vano peso negativo" y cuando se necesita dar soporte y aislamiento mecánico para el tendido de los conductores, en tramos rectos y con vanos largos. La **Figura 2. 19** muestra la Estructura Semicentrada Doble Retención (3 φ), la **Tabla 42** muestra la lista de elementos que constituyen la estructura.

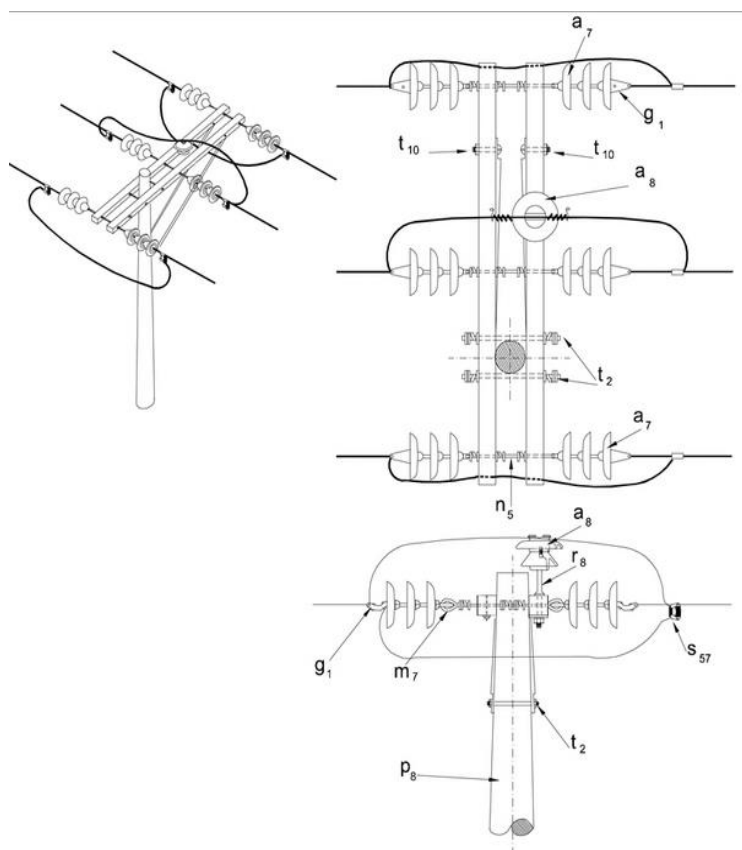


Figura 2. 19: Estructura Semicentrada Doble Retención (3SD) [20].

SÍMB.	CANT.	ESP. TÉCNICA	DESCRIPCIÓN
a ₇	18	ET-252	Aislador de suspensión ANSI 52-4 (3)
a ₈	1	ET-253	Aislador de pín ANSI 56-3
c ₄	2	ET-401	Cruceta de 2,5 m
d ₃	2	ET-406	Diagonal metálica en ángulo de 1 ½" tipo 2
g ₁	6	ET-350	Grapa terminal tipo recto
m ₇	3	ET-454	Tuerca de ojo alargado
n ₅	3	ET-461	Perno de ojo tipo 5 (5/8" x 545 mm) (2)
p ₈	1	ET-201	Poste de concreto de 14 m , 1 050 kg (1)
r ₈	1	ET-412	Porta aislador pasante 34,5 kV
s ₁₉	6	ET-303	Conector de compresión de ranuras paralelas (5)
t ₂	2	ET-455	Espárrago de 16 x 508 mm (5/8" x 20")
t ₁₀	2	ET-457	Tornillo de acero galvanizado de 5/8" x 5"
t ₁₂	1	ET-457	Tornillo de acero galvanizado de 5/8" x 10" (4)

Tabla 42: Elementos de la estructura Semicentrada Doble Retención (3SD) [20].

Estructura Centrada Retención fin de circuito (3 φ).

Esta estructura también se conoce como 3CR. Se utiliza este tipo de estructura para el comienzo y final de los circuitos o en las derivaciones, los vanos de estas estructuras son cortos y que no tengan o en su defecto tengan el mínimo los esfuerzos aplicados que no excedan los límites de las utilidades mecánicas. La estructura Centrada Retención fin de circuito se muestra en la **Figura 2. 20**, la **Tabla 43** muestra la lista de elementos que constituyen la estructura.

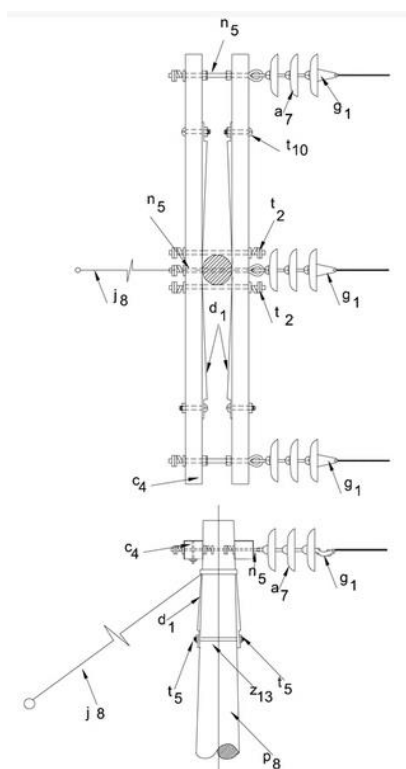


Figura 2. 20: Estructura Centrada Retención fin de circuito (3CR) [20].

SÍMB.	CANT.	ESP. TÉCNICA	DESCRIPCIÓN
a ₇	9	ET-252	Aislador de suspensión ANSI 52-4 (2)
c ₄	2	ET-401	Cruceta de 2,5 m
d ₁	4	ET-405	Diagonal metálica en varilla tipo 1
g ₁	3	ET-350	Grapa terminal tipo recto
j ₈	1		Templete ⁽⁴⁾
n ₅	3	ET-461	Perno de ojo tipo 5 (5/8" x 545 mm) ⁽³⁾
p ₉	1	ET-201	Poste de concreto de 14 m , 1 350 kg ⁽¹⁾
t ₂	2	ET-455	Espárrago de 16 x 508 mm (5/8" x 20")
t ₅	2	ET-456	Tornillo de carruaje de 5/8" x 1 ½"
t ₁₀	4	ET-457	Tornillo de acero galvanizado de 5/8" x 5"
z ₁₃	1	ET-432	Abrazadera de dos salidas tipo 3

Tabla 43: Elementos de la estructura Centrada Retención fin de circuito (3CR) [20].

Estructura Volada Pasante derivación (3 ϕ)

Esta estructura también se conoce como 3VP. Este arreglo se usa para rango de ángulo de deflexión menores a 60°. La estructura Volada Pasante derivación se muestra en la **Figura 2. 21**, la **Tabla 44** muestra la lista de elementos que constituyen la estructura.

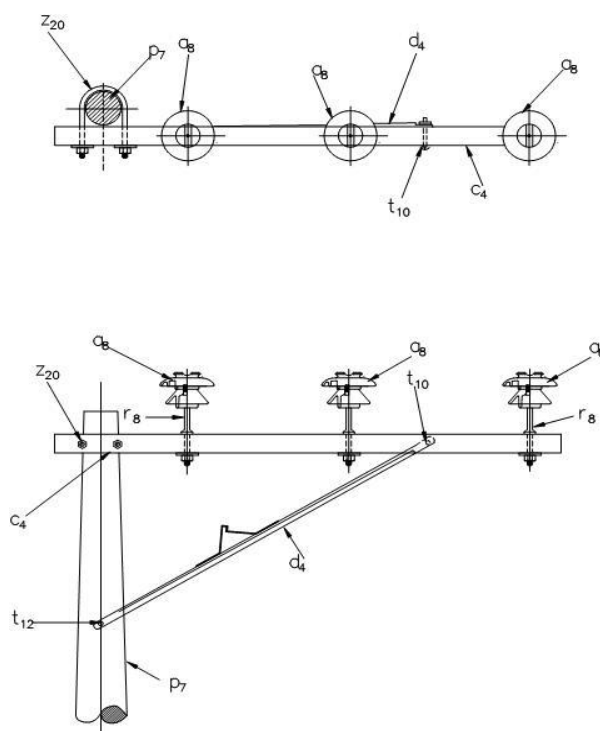


Figura 2. 21: Estructura Volada Pasante derivación (3VP) [20].

SÍMB.	CANT.	ESP. TÉCNICA	DESCRIPCIÓN
a ₈	3	ET-253	Aislador de pin ANSI 56-3
c ₄	1	ET401	Cruceta de de 2,5 m
d ₃	1	ET406	Diagonal metálica en ángulo tipo 2
p ₇	1	ET201	Poste de concreto de 14 m , 750 kg ⁽¹⁾
r ₈	3	ET412	Porta aislador pasante 34,5 kV
t ₁₀	1	ET457	Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 5" ⁽²⁾
t ₁₂	1	ET457	Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 10" ⁽²⁾
z ₂₀	1	ET436	Abrazadera en U tipo 2

Tabla 44: Elementos de la estructura Volada Pasante derivación (3VP) [20].

Estructura Volada Angular (3 ϕ).

Esta estructura también se conoce como 3VA. Se la usa más por razones mecánicas, cuando la estructura tiene como soporte para las líneas que forman ángulos en la ruta o que soportan alto esfuerzo mecánico por lo que se usan aisladores de doble pin. La estructura Volada Angular se muestra en la **Figura 2. 22**, la **Tabla 45** muestra la lista de elementos que constituyen esta estructura.

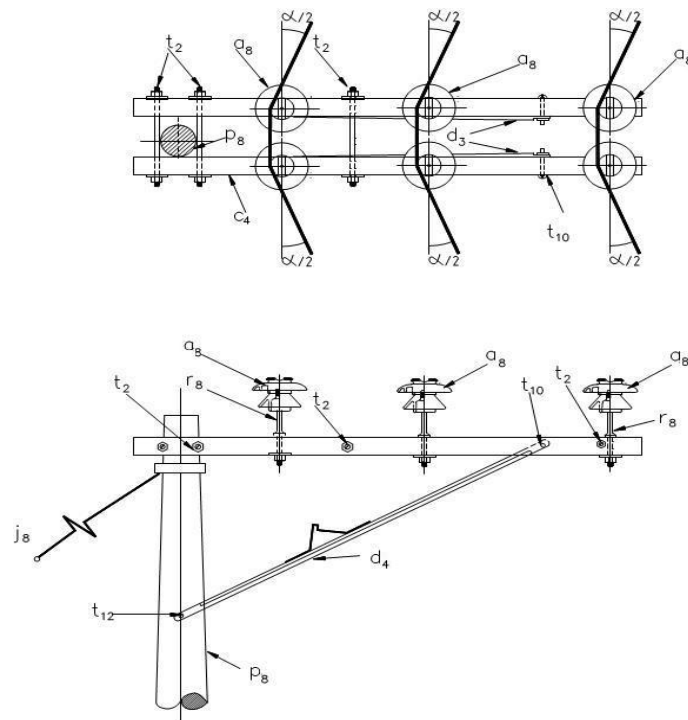


Figura 2. 22: Estructura Volada Angular (3VA) [20].

SÍMB.	CANT.	ESP.TÉCNICA	DESCRIPCIÓN
a ₈	6	ET-253	Aislador de pin ANSI 56-3
c ₄	2	ET401-2	Cruceta de de 2,5 m
d ₃	2	ET406	Diagonal metálica en ángulo tipo 2
j ₈	1		Templete ⁽³⁾
p ₈	1	ET201	Poste de concreto de 14 m , 1 350 kg ⁽¹⁾
r ₈	6	ET412	Porta aislador pasante 34,5 kV
t ₂	4	ET455	Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 20"
t ₁₀	2	ET457	Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 5"
t ₁₂	1	ET457	Tornillo de acero galvanizado 5/8" x 10" ⁽²⁾

Tabla 45: Elementos de la estructura Volada Angular (3VA) [20].

2.12 Lista de elementos y precios de las alimentadoras de la subestación Atarazana.

Las **Tabla 46**, **Tabla 47** y **Tabla 48** muestran la cotización de elementos que deben reemplazarse de acuerdo a las normas para el diseño del sistema de distribución a 22 y 36 KV. La **Tabla 49** muestra el monto de la inversión incluida la mano de obra para elevar el nivel de tensión a 22 y 36 KV de la subestación Atarazana.

	Poste	Transformador or Distribución	Caja Fusible	Pararrayo	Switch	Cuchilla	Breaker de 13.8 KV	Capacitor
Atarazana 1	337	142	97	46	6	3	1	1
Atarazana 2	513	152	198	92	1	2	1	2
Atarazana 3	335	156	128	50	3	3	1	1

Tabla 46: Lista de elementos de las alimentadoras de la subestación Atarazana [21].

	Transf. Distribución 450 unidades	Caja Fusible 423 unidades	Pararrayo 188 unidades	Switch 10 unidades	Breaker 10 unidades	Capacitor 4 unidades	Aislador 3882 unidades
Costo Total 22 KV	3.468.464,9	42.342,3	12.844,1	10.866,5	550,0	180.793,3	52.550,8
Costo Total 36 KV	3.936.647,5	51.407,1	14.116,9	14.669	589,9	217.981,8	62.635,1

Tabla 47: Lista de precio en dólares de los elementos de los alimentadores para 22 y 36 kv [21]

	Transformador de Potencia	Elementos de Subestación
Costo Total a 22 KV	401.820,76	164.825,16
Costo Total a 36 KV	403.523,38	231.040,63

Tabla 48: Lista de precios en dólares para elementos en la subestación Atarazana [21].

	Costo de Elementos	Costo de Mano de Obra	Monto Total de la Inversión
22 KV	4.335.058,99	1.083.764,75	5.418.823,73
36 KV	4.932.611,53	1.233.152,88	6.165.764,42

Tabla 49: Monto de la inversión en dólares para el diseño de distribución a 22 kv y 36 kv del sector la Atarazana [21].

CAPÍTULO 3

3 SIMULACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA ACTUALES Y FUTUROS DE LA SUBESTACIÓN ATARAZANA.

La Subestación Atarazana cuenta con tres alimentadoras de nombres Atarazana 1, Atarazana 2 y Atarazana 3 las cuales distribuyen energía eléctrica a todo el sector de la Atarazana.

El Flujo de Potencia de las alimentadoras Atarazana 1, Atarazana 2 y Atarazana 3 fue simulado con el Software ETAP 12.6.0 de esta forma poder determinar caídas de voltaje en las líneas, corriente y las pérdidas actuales en las líneas de distribución de las alimentadoras.

3.1 Parámetros de simulación.

Para la simulación se tomó en consideración los parámetros de resistencia del conductor de acuerdo a la temperatura ambiente del lugar donde están ubicadas estas tres alimentadoras (temperatura ambiente de la Provincia del Guayas) la cual se consideró para el presente estudio una temperatura de 30° Celsius; debido al Efecto Piel, fue necesario una transformación de la resistencia medida en corriente continua mostrada en la tabla de conductores [19] la corriente alterna, y una corrección de temperatura en la resistencia, de acuerdo a la temperatura promedio del Guayas de 30° Celsius.

A continuación, se muestra la relación usada para pasar la resistencia en corriente continua a corriente alterna $\frac{R_{AC}}{R_{DC}} = 1,069023$ (3.1). Para la corrección de temperatura se usó la relación $\frac{R_2}{R_1} = \frac{T+t_2}{T+t_1}$ (3.2), donde T es una constante que depende del tipo de material del conductor, Tabla 61 muestra los valores típicos de T de acuerdo al tipo de material del conductor [22].

Material	T
Cobre recocido	234,5
Cobre estirado en frio	241
Aluminio estirado en frio	228

Tabla 54: Constante de temperatura T por tipo de material del conductor [22].

La **Tabla 55** contiene los parámetros de los diferentes tipos de conductores encontrados en las tres alimentadoras de la Subestación Atarazana con valores de resistencia y temperatura ya corregidos, los cuales fueron ingresados en el Software ETAP 12.6.0 con el fin de obtener los datos más reales posibles de acuerdo al estado actual de las tres alimentadoras. Para mayor detalle de los parámetros ingresados **VER ANEXO PÁRAMETROS DE CABLES.**

CONDUCTOR	R AC -30° (ohm/milla)	Diámetro Exterior (In)	RMG (ft)	Reactancia Inductiva (ohm/milla)	Reactancia Capacitiva (mega ohm-milla)
ACSR # 336,4 MCM (26/7)	0,2847	0,721	0,0243	0,4511	0,104
ASC # 3/0 AWG (7 HILOS)	0,6048	0,4646	0,0140	0,5180	0,1170
ACSR # 2 AWG (6 HILOS)	1,4830	0,3157	0,0085	0,5785	0,1285
CU # 6 AWG	2,2210	0,1839	0,0055	0,6313	0,1445
ACSR # 1/0 AWG	0,9320	0,3980	0,0107	0,5506	0,1216
CU # 2 AWG	0,8770	0,2921	0,0088	0,5743	0,1308
ASC # 2 AWG	1,5300	0,2921	0,0088	0,5743	0,1308
CU # 4 AWG	1,3950	0,2315	0,0070	0,6021	0,1377
ACSR # 3/0 AWG	0,5870	0,5020	0,0135	0,5224	0,1147
ASC # 1/0 AWG (7 HILOS)	0,9630	0,3680	0,0112	0,5450	0,1239

Tabla 50: Parámetros de conductores de las alimentadoras de la subestación Atarazana [19,22].

Para la simulación consideré una configuración de crucetas 3VP. La **Figura 3. 1** muestra las distancias de los conductores en la cruceta según las normas descritas en el Capítulo anterior, ingresadas al programa.

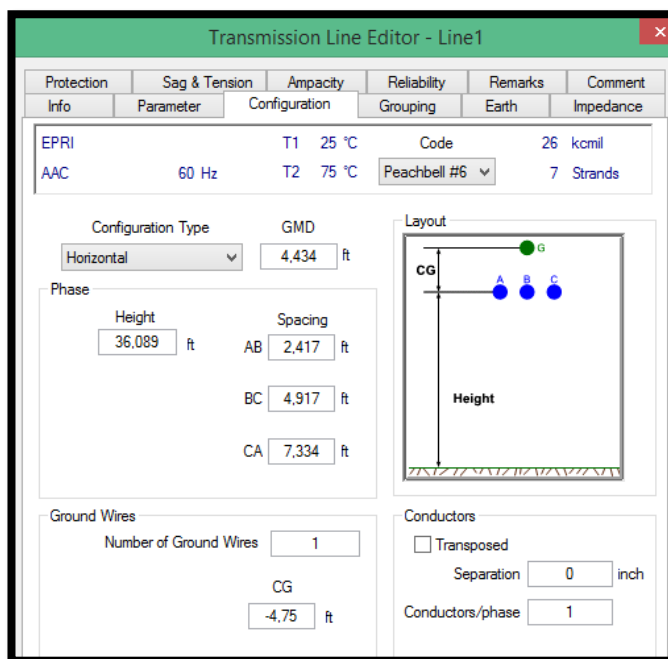


Figura 3. 1: Configuración de cruceta 3VP [20].

3.2 Flujo de potencia actual.

Actualmente el transformador de la subestación Atarazana de 69/13,8 KV y 18/24 MVA se encuentra trabajado a una potencia promedio de 11,64 MVA con un factor de potencia promedio de 0,97 como se observa en la **Tabla 31: Demandas promedio de potencia, energía y factor de potencia [25].**, lo que indica que el transformador de la subestación está trabajando al 64,68% de su capacidad a 18 MVA o al 48,51% de su capacidad a 24 MVA dependiendo el tipo de refrigeración con que este equipado el transformador.

Debido a que el transformador de la subestación actualmente trabaja entre el 48,51% y 64,68% de su capacidad, las simulaciones de las tres alimentadoras para la situación actual, se realizaron bajo las condiciones de cargas al 50 % de su capacidad.

Simulación Atarazana 1

El **ANEXO A** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 1 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1. 9: Plano de la Alimentadora Atarazana 1**, en el cual la carga se encuentra al 50% a un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 1 se muestran en **ANEXO SIMULACIÓN 13.8KV AL 50% ATARAZANA 1.**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 50% de su capacidad es 3,424 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,04 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 134,11 y 157.81 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es 464 amperios lo que indica que el conductor está entre el 28,90% y 34,01% de su capacidad de corriente.

Simulación Atarazana 2.

El **ANEXO B** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 2 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1.15: Plano de la Alimentadora Atarazana 2 [25].**, en el cual las cargas se encuentran al 50% a un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 2 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 13.8KV AL 50% ATARAZANA 2.**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 50% de su capacidad es 5,030 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,071 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 225,47 y 23949 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es de 464 amperios lo que indica que el conductor está entre 48,59% y 51,61% de su capacidad de corriente.

Simulación Atarazana 3

El **ANEXO C** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 3 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1. 21: Plano de la Alimentadora Atarazana 3**, en el cual la carga se encuentra al 50% a un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 3 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 13.8KV AL 50% ATARAZANA 3.**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 50% de su capacidad es 5,569 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,071 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 227,24 y 269,70 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es 464 amperios lo que indica que el conductor está entre el 48,98% y 58,12 % de su capacidad de corriente.

Resumen general de generación, demanda y pérdidas de potencia.

La **Tabla 56** muestran las demandas y pérdidas totales en la subestación Atarazana cuando las cargas conectadas a los alimentadores se encuentran al 50% de su capacidad.

13,8 KV	Demanda		Pérdidas	
	MW	Mvar	MW	Mvar
Atarazana 1	3,424	0,117	0,040	0,163
Atarazana 2	5,030	1,804	0,071	0,274
Atarazana 3	5,569	1,464	0,071	0,297
Total	14,023	3,385	0,182	0,734

Tabla 56: Resumen de demanda y pérdidas de potencia con cargas conectadas al 50% [26].

La demanda total es de 14,023 MW a un factor de potencia 0,97, con pérdidas totales en las alimentadoras de 0,182 MW.

3.3 Flujo de potencia futuro.

Actualmente el transformador de la subestación Atarazana de 69/13,8 KV y 18/24 MVA se encuentra trabajado a una potencia promedio de 11,64 MVA con un factor de potencia promedio de 0,97.

Usando la ecuación de proyección de la demanda $P_n = P_0(1 + r)^n$ (3.3)

donde:

P_n = potencia futura en el año n

P_0 = potencia actual de operación de la Subestación

r = tasa de crecimiento eléctrico

n = periodo (anual) de tiempo futuro a proyectar.

Con una tasa de crecimiento de $r = 5\%$ y $P_0 = 11,64$ MW, dado que el transformador de la Subestación Atarazana es de 18/24 MVA, entonces, para $P_n = 18$ MVA despejando n de la ecuación se prevé que la subestación se sature en un periodo de 8 años, y para $P_n = 24$ MVA a 13 años, el cual es un periodo de tiempo relativamente corto comparado con la vida útil para proyectos del Estado, por lo tanto el Flujo de Potencia de las alimentadoras Atarazana 1, Atarazana 2 y Atarazana 3 se simuló bajo las condiciones de cargas al 100 % de su capacidad desde el año cero, de esta forma poder determinar caídas de voltaje en las líneas, corriente y las pérdidas con el transformador trabajando al 100% de su capacidad en las líneas de distribución de estas alimentadoras, para la evaluación de rentabilidad del proyecto durante su vida útil.

Los parámetros de los diferentes tipos de conductores encontrados en las tres alimentadoras de la Subestación Atarazana los cuales fueron ingresados en el Software ETAP 12.6.0 fueron considerados iguales para las simulaciones de las alimentadoras a 13,8 KV, 22 KV y 36 KV ya que no se planea reemplazar el conductor de las alimentadoras para los niveles de voltajes de 22KV y 36 KV, estos parámetros se pueden observar en la **Tabla 50**.

3.4 Simulación del flujo de potencia a 13,8 kv con cargas conectadas al 100% de su capacidad.

Simulación Atarazana 1.

El **ANEXO D** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 1 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1. 9: Plano de la Alimentadora Atarazana 1**, en el cual las cargas conectadas al Alimentador se encuentran al 100% de su capacidad, con un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 1 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 13.8KV AL 100% ATARAZANA 1.**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 100% de su capacidad es 6,560 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,093 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 267,77 y 314,36 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es de 464 amperios lo que indica que el conductor está entre 57,71% y 67,75% de su capacidad de corriente.

Simulación Atarazana 2

El **ANEXO E** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 2 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1.15: Plano de la Alimentadora Atarazana 2 [25].**, en el cual la carga conectada al Alimentador se encuentra al 100% de su capacidad, con un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 2 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 13.8KV AL 100% ATARAZANA 2.**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 100% de su capacidad es 9,556 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,205 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 442,07 y 468,58 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es de 464 amperios lo que indica que el conductor está entre 95,27% y 100,99% de su capacidad de corriente, la corriente en la fase A sobre pasa los límites del conductor en 0,99%.

Simulación Atarazana 3

El **ANEXO F** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 3 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1. 21: Plano de la Alimentadora Atarazana 3**, en el cual las cargas conectadas al Alimentador se encuentran al 100% de su capacidad, con un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 3 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 13.8KV AL 100% ATARAZANA 3.**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 100% de su capacidad es 10,563 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,204 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 447,15 y 526,73; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es 464 amperios lo que indica que el conductor está entre 96,37% y 113,52% de su capacidad de corriente la corriente, en la fase A y B sobre pasan los límites del conductor.

Tabla de resumen de simulaciones, demanda y pérdidas de potencia.

La **Tabla 57** muestran las demandas y pérdidas totales en la subestación Atarazana cuando las cargas conectadas a los alimentadores se encuentran al 100% de su capacidad.

13,8 KV	Demanda		Pérdidas	
	MW	Mvar	MW	Mvar
Atarazana 1	6,560	1,699	0,093	0,399
Atarazana 2	9,556	4,237	0,205	0,814
Atarazana 3	10,563	4,190	0,204	0,913
Total	26,679	10,126	0,502	2,126

Tabla 57: Resumen de demanda y pérdidas de potencia con cargas al 100%, [26].

La demanda total de la subestación es de 26,679 MW a un factor de potencia 0,97, con pérdidas totales en la alimentadora de 0,502 MW. La capacidad de transporte de corriente en el conductor de la fase A de la alimentadora Ataraza 2 está al 100,99% y en la alimentadora Atarazana 3 se encuentran al 113,52% y 101,57% en las fases A y C respectivamente.

3.5 Simulación del flujo de potencia a 22 kv con cargas conectadas al 50% de su capacidad.

Simulación Atarazana 1.

El **ANEXO G** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 1 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1. 9: Plano de la Alimentadora Atarazana 1**, en el cual las cargas conectadas al Alimentador se encuentran al 50% de su capacidad, con un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 1 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 22KV AL 50% ATARAZANA 1.**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 50% de su capacidad es 3,439 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,32 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 84,36 y 99,47; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es de 464 amperios lo que indica que el conductor está entre 18,18% y 21,44% de su capacidad de corriente.

Simulación Atarazana 2.

El **ANEXO H** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 2 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1.15: Plano de la Alimentadora Atarazana 2 [25]**., en el cual las cargas conectadas al Alimentador se encuentran al 50% de su capacidad, con un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 2 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 22KV AL 50% ATARAZANA 2.**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 50% de su capacidad es 5,076 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,046 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 125,81 y 151,48 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es de 464 amperios lo que indica que el conductor está entre 27,11% y 30,71% de su capacidad de corriente.

Simulación Atarazana 3.

El **ANEXO I** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 3 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1. 21: Plano de la Alimentadora Atarazana 3**, en el cual las cargas conectadas al Alimentador se encuentran al 50% de su capacidad, con un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 3 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 22KV AL 50% ATARAZANA 3.**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 50% de su capacidad es 5,614 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,046 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 143,25 y 170,41 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es de 464 amperios lo que indica que el conductor está entre 32,68% y 36,73% de su capacidad de corriente.

Tabla de resumen de simulaciones, demanda y pérdidas de potencia

La **tabla 58** muestran las demandas y pérdidas totales en la subestación Atarazana cuando las cargas conectadas a los alimentadores se encuentran al 50% de su capacidad.

22 KV	Demanda		Pérdidas	
	MW	Mvar	MW	Mvar
Atarazana 1	3,439	0,100	0,032	0,141
Atarazana 2	5,076	1,785	0,046	0,229
Atarazana 3	5,614	1,446	0,046	0,254
Total	14,129	3,331	0,124	0,624

Tabla 58: Resumen de demanda y pérdidas de potencia con cargas al 50% [26].

La demanda total de la subestación es de 14,129 MW a un factor de potencia 0,97, con pérdidas totales en las alimentadoras de 0,124 MW.

3.6 Simulación del flujo de potencia a 22 kv con cargas conectadas al 100% de su capacidad.

Simulación Atarazana 1

El **ANEXO J** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 1 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1. 9: Plano de la Alimentadora Atarazana 1**, en el cual las cargas conectadas al Alimentador se encuentran al 100% de su capacidad, con un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 1 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 22KV AL 100% ATARAZANA 1.**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 100% de su capacidad es 6,632 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,057 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 169,11 y 199,38 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es de 464 amperios lo que indica que el conductor está entre 36,45% y 42,97% de su capacidad de corriente.

Simulación Atarazana 2.

El **ANEXO K** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 2 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1.15: Plano de la Alimentadora Atarazana 2 [25].**, en el cual las cargas conectadas al Alimentador se encuentran al 100% de su capacidad, con un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 2 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 22KV AL 100% ATARAZANA 2.**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 100% de su capacidad es 9,734 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,113 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 249,98 y 299,13 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es 464 amperios lo que indica que el conductor está entre 53,88% y 64,47% de su capacidad de corriente.

Simulación Atarazana 3

El **ANEXO L** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 3 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1. 21: Plano de la Alimentadora Atarazana 3**, en el cual las cargas conectadas al Alimentador se encuentran al 100% de su capacidad, con un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 3 se muestran **ANEXO SIMULACIÓN 22KV AL 100% ATARAZANA 3.**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 100% de su capacidad es 10,743 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,115 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 283,42 y 335,47 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es de 464 amperios lo que indica que el conductor está entre 61,08% y 72,30% de su capacidad de corriente.

Tabla de resumen de simulaciones, demanda y pérdidas de potencia

La **Tabla 59** muestran las demandas y pérdidas totales en la subestación Atarazana cuando las cargas conectadas a los alimentadores se encuentran al 100% de su capacidad.

22 KV	Demanda		Pérdidas	
	MW	Mvar	MW	Mvar
Atarazana 1	6,632	1,664	0,057	0,329
Atarazana 2	9,734	4,203	0,113	0,674
Atarazana 3	10,743	4,150	0,115	0,770
Total	27,109	10,017	0,285	1,773

Tabla 59: Resumen de demanda y pérdidas de potencia con cargas al 100% [26].

La demanda total de la subestación es de 27,109 MW a un factor de potencia 0,94, con pérdidas totales en las alimentadoras de 0,285 MW.

3.7 Simulación del flujo de potencia a 36 kv con cargas conectadas al 50% de su capacidad.

Simulación Atarazana 1

El **ANEXO M** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 1 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1. 9: Plano de la Alimentadora Atarazana 1**, en el cual las cargas conectadas al Alimentador se encuentran al 50% de su capacidad, con un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 1 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 36KV AL 50% ATARAZANA 1.**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 50% de su capacidad es 3,446 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,028 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 51,60 y 60,84 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es de 464 amperios lo que indica que el conductor está entre el 11,12% y 13,11% de su capacidad de corriente.

Simulación Atarazana 2

El **ANEXO N** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 2 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1.15: Plano de la Alimentadora Atarazana 2 [25].**, en el cual las cargas conectadas al Alimentador se encuentran al 50% de su capacidad, con un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 2 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 36KV AL 50% ATARAZANA 2**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 50% de su capacidad es 5,095 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,035 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 76,97 y 92,79 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es de 464 amperios lo que indica que el conductor está entre el 16,59% y 20% de su capacidad de corriente.

Simulación Atarazana 3

El **ANEXO O** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 3 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1. 21: Plano de la**

Alimentadora Atarazana 3, en el cual las cargas conectadas al Alimentador se encuentra al 50% de su capacidad, con un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 3 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 36KV AL 50% ATARAZANA 3.**, la cual muestra un resumen total de g Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 50% de su capacidad es 5,633 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,036 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 87,68 y 104,37 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es de 464 amperios lo que indica que el conductor está entre 18,90% y 22,49% de su capacidad de corriente.

Tabla de resumen de simulaciones, demanda y pérdidas de potencia.

La **Tabla 60** muestran las demandas y pérdidas totales en la subestación Atarazana cuando las cargas conectadas a los alimentadores se encuentran al 50% de su capacidad.

36 KV	Demanda		Pérdidas	
	MW	Mvar	MW	Mvar
Atarazana 1	3,446	0,079	0,028	0,119
Atarazana 2	5,095	1,760	0,035	0,195
Atarazana 3	5,633	1,424	0,036	0,221
Total	14,174	3,263	0,099	0,535

Tabla 60: Resumen de demanda y pérdidas de potencia con cargas al 50% [26].

La demanda total de la subestación es de 14,174 MW a un factor de potencia 0,97, con pérdidas totales en la alimentadora de 0,099 MW.

3.8 Simulación del flujo de potencia a 36 kv con cargas conectadas al 100% de su capacidad.

Simulación Atarazana 1.

El **ANEXO P** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 1 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1. 9: Plano de la Alimentadora Atarazana 1**, en el cual las cargas conectadas al Alimentador se encuentra al 100% de su capacidad, con un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 1 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 36KV AL 100% ATARAZANA 1**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 100% de su capacidad es 6,662 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,042 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 103,60 y 122,32 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es de 464 amperios lo que indica que el conductor está al 22,33% y 26,36% de su capacidad de corriente.

Simulación Atarazana 2.

El **ANEXO Q** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 2 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1.15: Plano de la Alimentadora Atarazana 2 [25].**, en el cual las cargas conectadas al Alimentador se encuentra al 100% de su capacidad, con un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 2 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 36KV AL 100% ATARAZANA 2**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 100% de su capacidad es 9,809 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,073 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 153,30 y 184,02 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es de 464 amperios lo que indica que el conductor está al 33,04% y 39,66% de su capacidad de corriente.

Simulación Atarazana 3.

El **ANEXO R** muestra el diagrama Unifilar del Alimentador Atarazana 3 utilizado para la simulación, obtenido de la **Figura 1. 21: Plano de la Alimentadora Atarazana 3**, en el cual las cargas conectadas al Alimentador se encuentra al 100% de su capacidad, con un factor de potencia de 0.92. En ramales con gran concentración de cargas se consideró concentrar la carga en un solo punto a una distancia promedio (entre la dispersión de la carga) del ramal.

Los resultados de la simulación del Alimentador Atarazana 3 se muestran en el **ANEXO SIMULACIÓN 36KV AL 100% ATARAZANA 3**, la cual muestra un resumen total de generación, demanda y pérdidas en la alimentadora.

Los resultados obtenidos en simulación muestran que la demanda total cuando las cargas se encuentran al 100% de su capacidad es 10,864 MW, con pérdidas totales en las líneas de distribución de 0,077 MW. La corriente en la troncal a la salida de la subestación está entre 173,89 y 206,23 amperios; la ampacidad del conductor 336,4 MCM de la troncal es de 464 amperios lo que indica que el conductor está al 37,48% y 44,45% de su capacidad de corriente.

Tabla de resumen de simulaciones, demanda y pérdidas de potencia.

La **Tabla 61** muestran las demandas y pérdidas totales en la subestación Atarazana cuando las cargas conectadas a los alimentadores se encuentran al 100% de su capacidad.

36 KV	Demanda		Pérdidas	
	MW	Mvar	MW	Mvar
Atarazana 1	6,662	1,635	0,042	0,287
Atarazana 2	9,809	4,172	0,073	0,599
Atarazana 3	10,864	4,146	0,077	0,702
Total	27,335	9,953	0,192	1,588

Tabla 61: Resumen de demanda y pérdidas de potencia con cargas al 100% [26].

La demanda total de la subestación es de 27,335 MW a un factor de potencia 0,94, con pérdidas totales en la alimentadora de 0,192 MW.

3.9 Ahorro en pérdidas de Potencia y Energía.

A continuación, la **Tabla 62** y **tabla 63** muestran los ahorros de potencia y energía anuales que se obtendrían al pasar de niveles de tensión 13,8KV a 22 KV y 13,8KV a 36KV respectivamente. Para el cálculo de la energía se asumió que la demanda promedio se mantiene constante durante todo el día.

En los ahorros de energía se ha incluido un porcentaje de 3,51% el cual representa el promedio anual de la energía que se pierde en las líneas de transmisión debido al efecto Joule.

DE 13,8 KV A 22 KV	AHORRO EN PÉRDIDAS	
	MW	MWh/año
CARGAS AL 50%	0,058	525,91
CARGAS AL 100%	0,217	1.967,64

Tabla 62: Ahorro en pérdidas anuales a 22 KV [26].

DE 13,8 KV A 36 KV	AHORRO EN PÉRDIDAS	
	MW	MWh/año
CARGAS AL 50%	0,083	752,60
CARGAS AL 100%	0,310	2.810,92

Tabla 63 Ahorro en pérdidas anuales a 36 KV [26].

CAPÍTULO 4

4 ANÁLISIS ECONÓMICO Y EVALUACIÓN DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO.

El valor del dinero cambia en el tiempo, aumentando o disminuyendo su poder adquisitivo, generalmente el dinero disminuye su poder adquisitivo con el pasar del tiempo, esto se conoce como depreciación del dinero.

Al momento de invertir capital en un proyecto se debe garantizar que sea rentable durante la vida útil del proyecto; rentable significa que durante la vida útil del proyecto se recuperará la inversión de capital más una ganancia, tomando en consideración la depreciación del dinero en el tiempo.

El costo de oportunidad la cual es una tasa que representa el porcentaje de variación del dinero en el tiempo está sujeta a varios factores tales como: la inflación, el riesgo país, el riesgo de mercado y el riesgo propio del negocio. En el Ecuador, por falta de datos, se usa la inflación más la tasa de utilidades del sector.

La tasa de inflación del Ecuador en Julio-31-2015 fue de 4,36% [23], por lo tanto, para que el proyecto sea rentable el costo de oportunidad debe ser superior a la tasa de inflación. La tasa de interés activa para inversión pública en el Ecuador es de 9.33% [24]. Para la evaluación de rentabilidad del proyecto se usará una tasa del 9.33%.

La evaluación del proyecto se la realizó utilizando los indicadores financieros VAN (valor actual neto) y TIR (tasa interna de retorno).

4.1 Evaluación del proyecto a 22 KV.

De acuerdo a la **Tabla 49**, el costo total de materiales y mano de obra por pasar del nivel de tensión actual de 13,8 KV a 22 KV es de 5.418.823,73 dólares, mientras que los ahorros en dólares que se obtienen por pérdidas comparando ambos niveles de tensión se muestran en la **tabla 64**.

DE 13,8 KV A 22 KV	AHORRO EN PÉRDIDAS			
	MW	MWh/año	ctvs/KWh	USD
CARGAS AL 50%	0,058	525,91	9,45	49.698,45
CARGAS AL 100%	0,217	1.967,64	9,45	185.941,98

Tabla 64: Ahorros anuales en dólares a 22 KV por pérdidas de energía [26].

La tabla 64, muestra el ahorro en dólares que se obtienen cuando las cargas conectadas a las alimentadoras de la subestación se encuentran al 50% y 100% de su capacidad. El costo del kilovatio hora de 9,45 centavos que le cuesta al Estado producir energía, obtenido del estudio realizado en el CAPÍTULO 1. Para cargas al 50% de su capacidad (condiciones actuales de operación) se obtiene un ahorro de 49.698,45 dólares, mientras que, para cargas conectadas al 100% de su capacidad (condiciones futuras dentro de 8 a 13 años) se obtiene un ahorro de 185.941,98 dólares. En los cálculos de ahorros se ha incluido el porcentaje de energía que se pierde en las líneas de transmisión el cual es 3,51%.

Para proyectos públicos se consideró un tiempo de vida útil de 30, 40 y 50 años

Las **Figura 4. 1 y Figura 4. 2** muestran el flujo de caja para la condición de ahorro que se tiene cuando la carga de la subestación está al 50% y 100% de capacidad respectivamente, dicho ahorro representa ingreso de capital, el cual tiene como objetivo cubrir el monto de la inversión y que a su vez genere ganancia durante el tiempo de vida útil del proyecto.

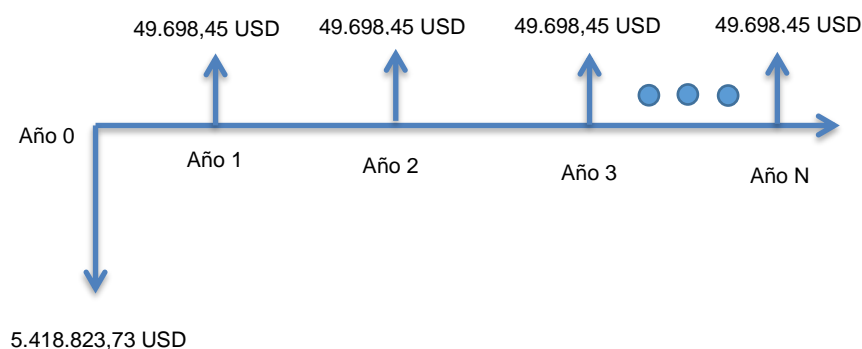


Figura 4. 1: Flujo de inversión y de ingresos en el tiempo de construcción y vida útil del proyecto con carga de la subestación al 50% [26].

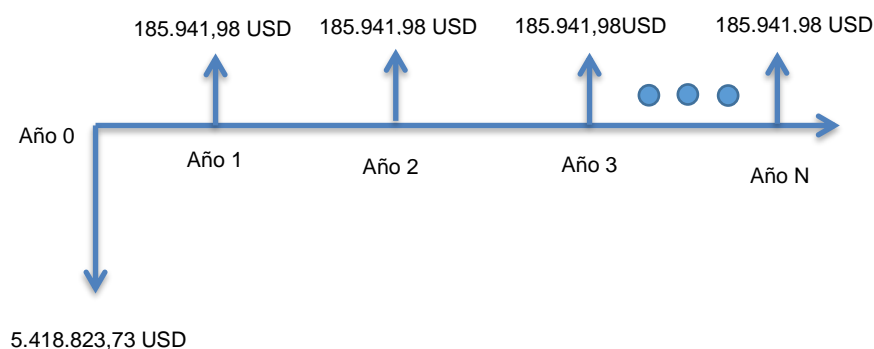


Figura 4. 2 Flujo de inversión y de ingresos en el tiempo de construcción y vida útil del proyecto con carga de la subestación al 100% [26].

A continuación, la **Tabla 65** muestra la TIR y el VAN a diferentes años de vida útil del proyecto cuando la demanda de las cargas están al 50% y 100%.

22 KV	N = 30 AÑOS		N = 40 AÑOS		N = 50 AÑOS	
	TIR	VAN (USD)	TIR	VAN (USD)	TIR	VAN (USD)
CARGAS AL 50%	-7,27%	-4.926.238,63	-4,41%	-4.902.579,69	-2,83%	-4.892.883,48
CARGAS AL 100%	-0,03%	-3.575.863,84	1,54%	-3.487.346,19	2,31%	-3.451.068,76

Tabla 65: Análisis Financiero A 22 KV [26].

Como se puede apreciar en la **Tabla** la TIR en muchos casos es negativa o positiva pero muy baja, lo que indica que los intereses a recibir por nuestra inversión están por debajo de la tasa de inflación del Ecuador que actualmente es de 4,36%, esto indica que el proyecto no es rentable ya que la inversión no se recuperara y generará pérdidas durante el tiempo de vida útil de proyecto; esto se refleja en el VAN, la cual es negativa, lo que representa pérdidas de capital.

El análisis financiero aplicado al proyecto de subir el nivel de tensión de las alimentadoras de la subestación Atarazana indica no es rentable para los años de vida útil de 30, 40 y 50 años.

4.2 Evaluación del proyecto a 36 KV.

De acuerdo a la **Tabla 49**, el costo total de materiales y mano de obra por pasar del nivel de tensión actual de 13,8 KV a 36 KV es de 6.165.764,42 dólares, mientras que los ahorros en dólares que se obtienen por pérdidas comparando ambos niveles de tensión se muestran en la **Tabla 66**.

DE 13,8 KV A 36 KV	AHORRO EN PÉRDIDAS			
	MW	MWh/año	ctvs/KWh	USD
CARGAS AL 50%	0,083	752,60	9,45	71.120,75
CARGAS AL 100%	0,310	2.810,92	9,45	265.631,71

Tabla 66: Ahorros anuales en dólares a 36 KV por pérdidas de energía [26].

La **Tabla 66** muestra el ahorro en dólares que se obtienen cuando las cargas conectadas a las alimentadoras de la subestación se encuentran al 50% y 100% de su capacidad. El costo del kilovatio hora de 9,45 centavos que le cuesta al Estado producir energía, obtenido del estudio realizado en el CAPÍTULO 1. Para cargas al 50% de su capacidad (condiciones actuales de operación) se obtiene un ahorro de 71.120,75 dólares, mientras que, para cargas conectadas al 100% de su capacidad (condiciones futuras dentro de

8 a 13 años) se obtiene un ahorro de 265.631,71 dólares. En los cálculos de ahorros se ha incluido el porcentaje de energía que se pierde en las líneas de transmisión el cual es 3,51%.

Para proyectos públicos se consideró un tiempo de vida útil de 30, 40 y 50 años

Las **Figura 4. 3** y **Figura 4. 4** muestran el flujo de caja para la condición de ahorro que se tiene cuando la carga de la subestación está al 50% y 100% de capacidad respectivamente, dicho ahorro representa ingreso de capital, el cual tiene como objetivo cubrir el monto de la inversión y que a su vez genere ganancia durante el tiempo de vida útil del proyecto.

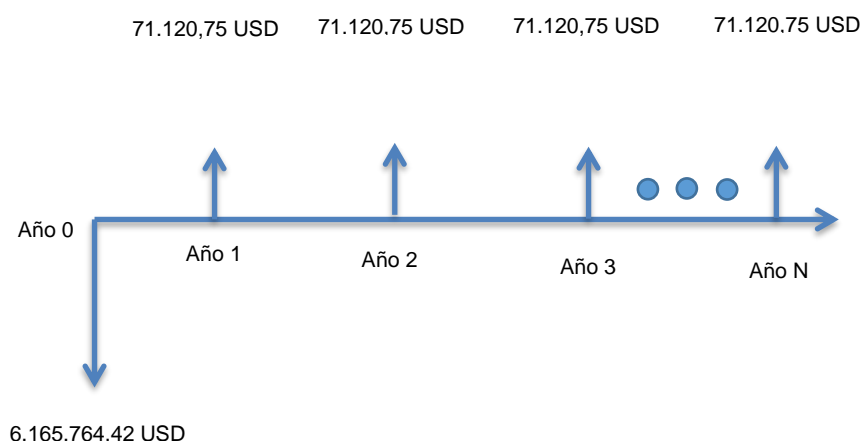


Figura 4. 3: Flujo de inversión y de ingresos en el tiempo de construcción y vida útil del proyecto con carga de la subestación al 50% [26].

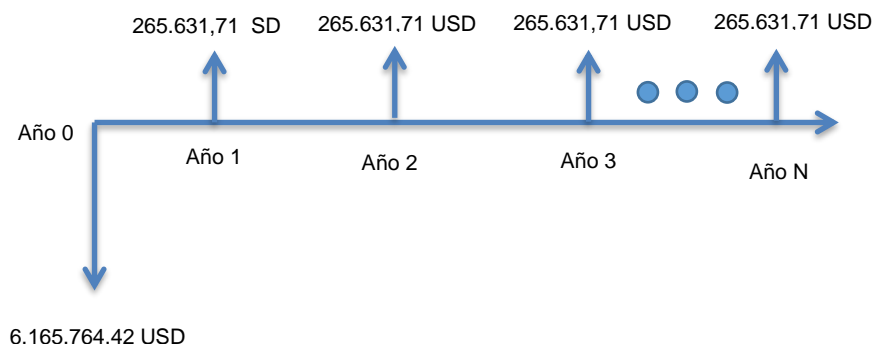


Figura 4. 4 Flujo de inversión y de ingresos en el tiempo de construcción y vida útil del proyecto con carga de la subestación al 100% [26].

A continuación, la **Tabla 67** muestra la TIR y el VAN a diferentes años de vida útil del proyecto cuando la demanda de las cargas están al 50% y 100%.

36 KV	N = 30 AÑOS		N = 40 AÑOS		N = 50 AÑOS	
	TIR	VAN (USD)	TIR	VAN (USD)	TIR	VAN (USD)
CARGAS AL 50%	-6,18%	-5.460.852,65	-3,53%	-5.426.995,63	-2,08%	-5.413.119,91
CARGAS AL 100%	1,55%	-3.532.961,50	2,89%	-3.406.507,56	3,52%	-3.354.682,61

Tabla 67: Análisis Financiero A 36 KV [26].

Como se puede apreciar en la **Tabla 67** la TIR en muchos casos es negativa o positiva pero muy baja, lo que indica que los intereses a recibir por nuestra inversión están por debajo de la tasa de inflación del Ecuador que actualmente es de 4,36%, esto indica que el proyecto no es rentable ya que la inversión no se recuperará y generará pérdidas durante el tiempo de vida útil de proyecto; esto se refleja en el VAN, la cual es negativa, lo que representa pérdidas de capital.

El análisis financiero aplicado al proyecto de subir el nivel de tensión de las alimentadoras de la subestación Atarazana indica no es rentable para los años de vida útil de 30, 40 y 50 años.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Actualmente el transformador de la subestación Atarazana de 18/24 MVA, está cargado aproximadamente al 50% de su capacidad, esto es 11,64 MVA con un factor de potencia promedio de 0,97. La proyección de la demanda con una tasa de crecimiento eléctrico del 5% indica que el transformador de la subestación estará trabajando al 100 % de su capacidad en los próximos 8 a 13 años.
2. Las simulaciones de los flujos de potencia actuales a 13.8 KV muestran que existe pérdidas de energía en las líneas de distribución de la Subestación Atarazana es aproximadamente de 1.650,28 MWh anuales incluido el porcentaje de energía que se pierde en las líneas de transmisión el cual es de 3,51%, esto representa 155.951,52 dólares anuales por concepto de pérdidas.
3. Las simulaciones de los flujos de potencia en condiciones de carga actuales, a niveles de tensión de 22 KV y 36 KV muestran que se tendrían ahorros de energía por concepto de pérdidas en las líneas de distribución de 525,91 MWh anuales a 22 KV y 752,60 MWh anuales a 36 KV esto equivale a tener ahorros de 49.698,45 dólares anuales a 22 KV y 71.120,75 dólares anuales a 36 KV por concepto de pérdidas. En dichos cálculos está incluido el porcentaje de energía que se pierde en las líneas de transmisión.
4. Bajo la condición de carga futura en la que el transformador de la subestación se encuentre trabajando al 100% de su capacidad y al nivel de tensión actual de 13.8 KV, las simulaciones muestran que existen pérdidas de energía en las líneas de distribución de la Subestación Atarazana aproximadamente de 4.551,87 MWh, esto representa pérdidas de 430.151,99 dólares anuales incluido el porcentaje de energía que se pierde en las líneas de transmisión el cual es de 3,51%. Bajo las mismas condiciones de carga del transformador, pero a niveles de tensión de 22 KV y 36 KV las simulaciones muestran que se tendrían ahorros de energía por concepto de pérdidas en las líneas de distribución de 1.967,64 MWh anuales a 22 KV y 2.810,92 MWh anuales a 36 KV, esto representa

ahorros de 185.941,98 dólares anuales a 22 KV y 265.631,71 dólares anuales a 36 KV. En dichos cálculos está incluido el porcentaje de energía que se pierde en las líneas de transmisión.

5. Tomando como referencia la línea de 13.8 KV, se realizó el análisis de construcción a niveles de 22 KV y 36 KV, con base en las normas de construcción para el nivel de tensión de 22 KV y la norma de construcción para el nivel de tensión de 36 KV, se reemplazarán elementos puntuales como aisladores, fusibles, switch, pararrayos, caja fusible, cuchillas, transformadores de distribución y transformador de potencia, cuyo monto de inversión de los elementos a reemplazar incluida mano de obra, asciende a 5.418.823,73 dólares a 22 KV y 6.165.764,42 dólares a 36 KV.
6. Para la evaluación del proyecto a 22 KV considerando la inversión inicial la cotización de elementos y mano de obra por subir el nivel de tensión de 13.8 KV a 22 KV, dicha inversión es de 5.418.823,73 dólares. Como ingreso de capital anual se tienen los casos de los ahorros anuales en dólares que se tienen cuando el transformador de la subestación trabaja al 50 % de su capacidad y cuando trabaja al 100% de su capacidad, esto se puede apreciar en la **Figura 4. 1** y **Figura 4. 2**. El análisis financiero mostrado en la **Tabla** para los tiempos de vida útil del proyecto de 30, 40 y 50 años, muestra que el proyecto no es rentable debido al alto costo de la inversión inicial, esto es reflejado en la TIR la cual está por debajo de la Tasa de Inflación del Ecuador y en muchos casos es negativa; el VAN muestra valores negativos en todos los casos de vida útil del proyecto lo cual indica que para el presente proyecto no se recuperara el monto de la inversión inicial y por el contrario existirá pérdida de capital significativas si se invierte en este proyecto.
7. Para la evaluación del proyecto a 36 KV considerando la inversión inicial la cotización de elementos y mano de obra por subir el nivel de tensión de 13.8 KV a 36 KV, dicha inversión es de 6.165.764,42 dólares. Como ingreso de capital anual se tienen los casos de los ahorros anuales en dólares que se tienen cuando el transformador de la subestación trabaja al 50 % de su capacidad y

cuando trabaja al 100% de su capacidad, esto se puede apreciar en la **Figura 4.3** y **Figura 4.4**. La tasa de inflación del Ecuador del mes de julio del 2015 de 4.36% y la tasa de interés activa para inversión pública en el Ecuador de 9.33%. El análisis financiero mostrado en la **Tabla** para los tiempos de vida útil del proyecto de 30, 40 y 50 años, muestra que el proyecto no es rentable debido al alto costo de la inversión inicial, esto es reflejado en la TIR la cual está por debajo de la Tasa de Inflación del Ecuador y en muchos casos es negativa; el VAN muestra valores negativos en todos los casos de vida útil del proyecto lo cual indica que para el presente proyecto no se recuperara el monto de la inversión inicial y por el contrario existirá pérdida de capital significativas si se invierte en este proyecto.

RECOMENDACIONES

1. Debido a la no rentabilidad del proyecto para subir el nivel de tensión a 22 KV o a 36 KV, se recomienda crear más subestaciones para suplir la demanda futura, de esta forma las distancias de las alimentadoras se reduce y con ello las pérdidas de energía en las líneas de distribución a causa del efecto Joule. Al crear más subestaciones aumenta la redundancia del sistema aumentando la confiabilidad, garantizando la continuidad del servicio eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] INDEX MUNDI, (2012, junio 30). Países por consumo de electricidad [Online]. Disponible en: <http://www.indexmundi.com/map/?t=0&v=81&r=xx&l=es>
- [2] ARCONEL, Estadística multianual del sector eléctrico ecuatoriano, "Transacciones del sector eléctrico ecuatoriano," en Producción de energía y consumo de combustibles, Ecuador, 2014, pp.48.
- [3] ARCONEL, Estadística multianual del sector eléctrico ecuatoriano, "Transacciones del sector eléctrico ecuatoriano," en Producción de energía y consumo de combustibles, Ecuador, 2014, pp.48.
- [4] ARCONEL, Estadística multianual del sector eléctrico ecuatoriano, "Transacciones del sector eléctrico ecuatoriano," en Producción de energía y consumo de combustibles, Ecuador, 2014, pp.49.
- [5] ARCONEL, Estadística multianual del sector eléctrico ecuatoriano, "Transacciones del sector eléctrico ecuatoriano," en Compra de energía por empresas distribuidoras, Ecuador, 2014, pp.83.
- [6] ARCONEL, Estadística multianual del sector eléctrico ecuatoriano, "Transacciones del sector eléctrico ecuatoriano," en Compra de energía por empresas distribuidoras, Ecuador, 2014, pp.83.
- [7] ARCONEL, Estadística multianual del sector eléctrico ecuatoriano, "Transacciones del sector eléctrico ecuatoriano," en Energía disponible en el sistema eléctrico de distribución, Ecuador, 2014, pp.84.
- [8] ARCONEL, Estadística multianual del sector eléctrico ecuatoriano, "INDICADORES DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO," en Consumo promedio de la energía eléctrica, Ecuador, 2014, pp.133.
- [9] ARCONEL, Estadística multianual del sector eléctrico ecuatoriano, "Indicadores del sector eléctrico ecuatoriano," en Consumo per cápita, Ecuador, 2014, pp.128.
- [10] ARCONEL, Estadística multianual del sector eléctrico ecuatoriano, "Indicadores del sector eléctrico ecuatoriano," en Pérdidas, Ecuador, 2014, pp.131.

- [11] ARCONEL, Estadística multianual del sector eléctrico ecuatoriano, "Indicadores del sector eléctrico ecuatoriano," en Pérdidas, Ecuador, 2014, pp.132.
- [12] ARCONEL, Estadística multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2005-20014,"TRANSACCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO 2005-2014," en Pérdidas de energía eléctrica, Ecuador, 2014, pp.49.
- [13] ARCONEL, Estadística multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2005-20014,"TRANSACCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO 2005-2014," en Consumo de combustible de las empresas de generación eléctrica, Ecuador, 2014, pp.22.
- [14] CENACE Informe Anual, "RESULTADOS 2014," en DEMANDA, Ecuador, 2014, pp.112.
- [15] ARCONEL, Estadística multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2005-20014,"TRANSACCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO 2005-2014," en Energía vendida por las empresas generadoras, Ecuador, 2014, pp.27.
- [16] ARCONEL, Estadística multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2005-20014,"TRANSACCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO 2005-2014," en Valor de la energía vendida por las empresas generadoras, Ecuador, 2014, pp.30.
- [17] MEER, (2015, junio 30). Normas para 22 KV [Online]. Disponible en: <http://www.unidadesdepropiedad.com/>
- [18] CONDESA, (2015, junio 30). Normas de construcción para 34 KV y Normas de Seguridad [Online]. Disponible en: http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_urbanas_distribucion
- [19] CENTELSA CABLES DE ENERGÍA Y TELECOMUNICACIONES S.A. "Catálogo de Conductores".
- [20] MEER, (2015, junio 30). Normas de construcción para 22 KV [Online]. Disponible en: <http://www.unidadesdepropiedad.com/>

- [21] Catálogos y Precios, Equipos eléctricos [Online]. Disponibles en:
http://www.catalogoprecios.cre.gob.mx/Documentos/CATPRE_85.pdf
<http://app.cfe.gob.mx/aplicaciones/otros/aportaciones/concuotM01.asp?radio=1&Anio=2014&Mes=1>
<http://www.dielco.net/doc/ptabb.pdf>
- [22] JOHN J. GRAINGER & WILLIAM D. STEVENSON JR, " CAPÍTULO 4 IMPEDANCIA SERIE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN," en RESISTENCIA, Ed. México, 1996, pp.133-135.
- [23] Banco Central del Ecuador, (2015, Julio 30). Tasas de Interés [Online]. Disponible en:
http://contenido.bce.fin.ec/resumen_ticker.php?ticker_value=inflacion
- [24] Banco Central del Ecuador, (2015, Julio 30). Tasas de Interés [Online]. Disponible en:
<http://contenido.bce.fin.ec/docs.php?path=/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>
- [25] CNEL Guayaquil, "Datos de consumo de carga e información de subestaciones," Departamento de control(GIS) y calidad, Guayaquil Ecuador, Edificio la plata, datos mes de marzo, abril y mayo, 2015.
- [26] Reportes generados por el Software ETAP 12.6.0, "versión demo del software de ingeniería eléctrica de la ETAP" versión libre de descarga [Online]
Disponible en:
<http://etap.com/demo-section/demo-download.htm?lang=en-US>

ANEXOS

PARÁMETROS DE CABLES

CABLE PRIMARIO

CONDUCTOR DE FASE ACSR # 336.4 MCM, CONDUCTOR

NEUTRO ASC # 3/0 AWG

Transmission Line Editor - Line1

Protection	Sag & Tension	Ampacity	Reliability	Remarks	Comment
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance
EPRI		T1 25 °C	Code	26 kcmil	
AAC	60 Hz	T2 75 °C	Peachbell #6	7 Strands	
Phase Conductor					
Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Conductor Lib...	
AL	0.2947	0.3068	0.4511	ohms per 1 mile	
Outside Diameter	GMR	Xa'	Ground Wire Lib...		
0.721 in	0.0243 ft	0.104	megohms per 1 mile		
EPRI		T1 25 °C	Code	31.2 kcmil	
AW	60 Hz	T2 75 °C	3 No.10	3 Strands	
Ground Wire					
Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Ground Wire Lib...	
AL	0.6048	0.652	0.518	ohms per 1 mile	
Outside Diameter	GMR	Xa'	Cond. Wire Lib...		
0.4646 in	0.014 ft	0.117	megohms per 1 mile		

Line1

CABLE DE RAMAL

CONDUCTOR DE FASE ACSR # 2 AWG CONDUCTOR

NEUTRO ASC # 2 AWG

Transmission Line Editor - Line19

Protection	Sag & Tension	Ampacity	Reliability	Remarks	Comment
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance
Phase Conductor					
Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Conductor Lib...	
AL	1,483	1,598	0,5785	ohms per 1 mile	
Outside Diameter	GMR	Xa'		Cond. Wire Lib...	
0,3157 in	0,0085 ft	0,1285		megohms per 1 mile	
Ground Wire					
Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Ground Wire Lib...	
AL	1,53	1,649	0,5743	ohms per 1 mile	
Outside Diameter	GMR	Xa'		Cond. Wire Lib...	
0,2921 in	0,0088 ft	0,1308		megohms per 1 mile	

CABLE DE RAMAL

CONDUCTOR DE FASE ACSR # 1/0

CONDUTOR NEUTRO ACSR #2 AWG

Transmission Line Editor - Line7

Protection	Sag & Tension	Ampacity	Reliability	Remarks	Comment
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance

Phase Conductor

Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Conductor Lib...
AL	0.932	1	0.5506	ohms per 1 mile
Outside Diameter	GMR		Xa'	
0.398 in	0.0107 ft		0.1216	megohms per 1 mile

Ground Wire

Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Ground Wire Lib...
AL	1.483	1.598	0.5785	ohms per 1 mile
Outside Diameter	GMR		Xa'	Cond. Wire Lib...
0.3157 in	0.0085 ft		0.1285	megohms per 1 mile

Line7

OK Cancel

CABLE DE RAMAL

CONDUCTOR DE FASE ACSR #3/0

CONDUTOR NEUTRO ASC #1/0

Transmission Line Editor - Line17

Protection	Sag & Tension	Ampacity	Reliability	Remarks	Comment
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance
Phase Conductor					
Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Conductor Lib...	
AL	0.587	0.632	0.5224	ohms per 1 mile	
Outside Diameter	GMR		Xa'		
0.502 in	0.0135 ft		0.1147	megohms per 1 mile	
Ground Wire					
Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Ground Wire Lib...	
AL	0.963	1.038	0.545	ohms per 1 mile	
Outside Diameter	GMR		Xa'	Cond. Wire Lib...	
0.368 in	0.0112 ft		0.1239	megohms per 1 mile	

CABLE DE RAMAL

CONDUCTOR DE FASE CU # 2 AWG

CONDUCTOR NEUTRO CU # 4AWG

Transmission Line Editor - Line23

Protection	Sag & Tension	Ampacity	Reliability	Remarks	Comment
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance
Phase Conductor					
Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Conductor Lib...	
CU	0,877	0,942	0,5743	ohms per 1 mile	
Outside Diameter	GMR	Xa'		Cond. Wire Lib...	
0,2921 in	0,0088 ft	0,1308		megohms per 1 mile	
Ground Wire					
Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Ground Wire Lib...	
CU	1,395	1,5	0,6021	ohms per 1 mile	
Outside Diameter	GMR	Xa'		Cond. Wire Lib...	
0,2315 in	0,007 ft	0,1377		megohms per 1 mile	

Line23

OK Cancel

CABLE DE RAMAL

CONDUCTOR DE FASE CU # 6 AWG

CONDUCTOR NEUTRO ASC # 3/0 AWG

Transmission Line Editor - Line31

Protection	Sag & Tension	Ampacity	Reliability	Remarks	Comment
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance
Phase Conductor					
Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Conductor Lib...	
CU	2.221	2.385	0.6313	ohms per 1 mile	
Outside Diameter	GMR	Xa'		Conductor Lib...	
0.1839 in	0.0055 ft	0.1445		megohms per 1 mile	
Ground Wire					
Conductor Type	R-T1 (20 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Ground Wire Lib...	
AL	0.6048	0.652	0.518	ohms per 1 mile	
Outside Diameter	GMR	Xa'		Cond. Wire Lib...	
0.4646 in	0.014 ft	0.117		megohms per 1 mile	

Line31

OK Cancel

Simulación 13.8KV al 50% atarazana 1

Proyecto:	ETAP	Página:	24
Ubicación:	12.6.0H	Fecha:	08-27-2015
Contrato:		SN:	
Ingeniero:	Caso de Estudio: ULF	Revisión:	Base
Nombre de Archivo:	ATARAZANA	Config:	Normal

Circuito / Rama				Cable y Reactor			Transformador				
ID	Con.	Tipo	Fase	Capacidad (Amp)	Carga Amp	%	Capacidad (MVA)	Carga (entrada)		Carga (salida)	
								MVA	%	MVA	%
			B		0.01						
			C		0.01						
T1	Trifásico	Transformar	A				18.000	1.161	19.4	1.230	20.5
			B					1.081	18.0	1.111	18.5
			C					1.186	19.8	1.060	17.7

* Indica rama cuya carga excede su capacidad de carga

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (3) respectivamente

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	1.157	0.100	1.161	99.63 Lagging
	B	1.081	0.022	1.081	99.98 Lagging
	C	1.186	-0.005	1.186	100.00 Leading
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	1.157	0.100	1.161	99.63 Lagging
	B	1.081	0.022	1.081	99.98 Lagging
	C	1.186	-0.005	1.186	100.00 Leading
Pérdidas Aparentes:	A	-0.064	0.056		
	B	-0.027	0.047		
	C	0.131	0.060		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%
Line1	Trifásico	Line	A	464.00	157.81	34.01
			B	464.00	141.42	30.48
			C	464.00	134.11	28.90

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orie		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd	Amperios
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	% Caída en Vmax	en Entendido Devanado
Line1	A	1.229	0.253	-1.227	-0.251	1.7	2.4	99.8	99.6	0.17	0.00
	B	1.111	0.182	-1.110	-0.181	0.5	1.8	99.9	99.8	0.07	0.00
	C	1.039	0.141	-1.038	-0.140	0.7	1.5	100.0	99.9	0.09	0.00
Line3	A	-1.156	-0.219	1.157	0.221	1.5	2.1	99.5	99.6	0.16	0.00
	B	-1.040	-0.149	1.040	0.151	0.5	1.5	99.8	99.8	0.06	0.00
	C	-0.987	-0.109	0.988	0.110	0.6	1.3	99.8	99.9	0.08	0.00
Line4	A	-1.132	-0.208	1.133	0.209	0.9	1.2	99.4	99.5	0.09	0.00
	B	-1.016	-0.138	1.016	0.139	0.3	0.9	99.7	99.8	0.04	0.00
	C	-0.963	-0.098	0.964	0.099	0.3	0.7	99.8	99.8	0.04	0.00
Line5	A	-1.108	-0.197	1.109	0.198	0.8	1.0	99.3	99.4	0.09	0.00
	B	-1.016	-0.137	1.016	0.138	0.3	0.8	99.7	99.7	0.04	0.00
	C	-0.935	-0.086	0.936	0.086	0.3	0.6	99.7	99.8	0.04	0.00
Line6	A	1.008	0.154	-1.006	-0.152	1.8	2.2	99.3	99.1	0.21	0.00
	B	1.008	0.134	-1.007	-0.132	0.9	2.3	99.7	99.6	0.12	0.00
	C	0.928	0.082	-0.927	-0.080	0.8	1.9	99.7	99.6	0.10	0.00
Line7	A	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	0.0	99.1	99.1	0.00	0.00
	B	0.070	0.030	-0.070	-0.030	0.0	0.0	99.6	99.6	0.01	0.00
	C	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	0.0	99.6	99.6	0.00	0.00
Line8	A	0.105	0.045	-0.105	-0.045	0.0	-0.1	99.1	99.1	0.02	0.00
	B	0.096	0.041	-0.096	-0.041	0.0	-0.1	99.6	99.6	0.01	0.00
	C	0.102	0.043	-0.102	-0.043	0.0	0.0	99.6	99.6	0.02	0.00
Line10	A	0.878	0.097	-0.878	-0.097	0.1	0.1	99.1	99.1	0.01	0.00
	B	0.841	0.061	-0.841	-0.061	0.0	0.1	99.6	99.6	0.00	0.00
	C	0.778	0.017	-0.778	-0.017	0.0	0.1	99.6	99.6	0.00	0.00
Line11	A	0.171	0.073	-0.171	-0.073	0.0	0.0	99.1	99.1	0.02	0.00
	B	0.126	0.054	-0.126	-0.054	0.0	0.0	99.6	99.6	0.01	0.00
	C	0.126	0.054	-0.126	-0.054	0.0	0.0	99.6	99.6	0.01	0.00
Line12	A	0.052	0.022	-0.052	-0.022	0.0	0.0	99.1	99.0	0.01	0.00
	B	0.006	0.002	-0.006	-0.002	0.0	-0.1	99.6	99.6	0.00	0.00
	C	0.006	0.002	-0.006	-0.002	0.0	0.0	99.6	99.6	0.00	0.00
Line13	A	0.684	0.309	-0.683	-0.309	0.5	0.8	99.1	99.0	0.11	0.00
	B	0.598	0.255	-0.598	-0.255	0.2	0.5	99.6	99.5	0.05	0.00
	C	0.628	0.251	-0.628	-0.251	0.3	0.6	99.6	99.5	0.08	0.00
Line14	A	0.071	0.047	-0.071	-0.047	0.0	0.0	99.0	99.0	0.01	0.00
	B	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	0.0	99.5	99.5	0.00	0.00
	C	0.084	0.019	-0.084	-0.019	0.0	0.0	99.5	99.5	0.00	0.00
Line15	A	0.048	0.038	-0.048	-0.038	0.0	0.0	99.0	99.0	0.00	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	99.5	99.5	0.00	0.00
	C	0.061	0.009	-0.061	-0.009	0.0	0.0	99.5	99.5	0.00	0.00
Line16	A	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	0.0	99.0	99.0	0.01	0.00
	B	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	0.0	99.5	99.5	0.00	0.00
	C	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	0.0	99.5	99.5	0.00	0.00

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd % Caída en Vmag	Amperios en Entierado Devanado
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	lvAr	Origen	Destino		
Line18	A	0.612	0.261	-0.612	-0.261	0.4	0.6	99.0	98.9	0.10	0.00
	B	0.575	0.245	-0.575	-0.245	0.2	0.5	99.5	99.5	0.06	0.00
	C	0.544	0.232	-0.544	-0.231	0.2	0.4	99.5	99.5	0.07	0.00
Line19	A	0.200	0.085	-0.200	-0.085	0.2	0.1	98.9	98.7	0.13	0.00
	B	0.115	0.049	-0.115	-0.049	0.1	-0.1	99.5	99.4	0.04	0.00
	C	0.174	0.074	-0.174	-0.074	0.2	0.0	99.5	99.4	0.13	0.00
Line20	A	0.200	0.085	-0.200	-0.085	0.1	0.0	98.7	98.7	0.08	0.00
	B	0.115	0.049	-0.115	-0.049	0.0	0.0	99.4	99.4	0.03	0.00
	C	0.174	0.074	-0.173	-0.074	0.1	0.0	99.4	99.3	0.08	0.00
Line21	A	0.366	0.156	-0.366	-0.156	0.1	0.1	98.9	98.8	0.03	0.00
	B	0.413	0.176	-0.413	-0.176	0.1	0.1	99.5	99.4	0.03	0.00
	C	0.319	0.136	-0.319	-0.136	0.0	0.1	99.5	99.5	0.02	0.00
Line22	A	0.092	0.039	-0.092	-0.039	0.0	0.0	98.8	98.8	0.01	0.00
	B	0.046	0.020	-0.046	-0.020	0.0	0.0	99.4	99.4	0.00	0.00
	C	0.081	0.035	-0.081	-0.035	0.0	0.0	99.5	99.5	0.01	0.00
Line23	A	0.044	0.019	-0.044	-0.019	0.0	0.0	98.8	98.8	0.01	0.00
	B	0.021	0.009	-0.021	-0.009	0.0	0.0	99.4	99.4	0.00	0.00
	C	0.021	0.009	-0.021	-0.009	0.0	0.0	99.5	99.4	0.00	0.00
Line24	A	0.042	0.018	-0.042	-0.018	0.0	0.0	98.8	98.8	0.01	0.00
	B	0.019	0.008	-0.019	-0.008	0.0	0.0	99.4	99.4	0.00	0.00
	C	0.054	0.023	-0.054	-0.023	0.0	0.0	99.5	99.4	0.01	0.00
Line25	A	0.099	0.042	-0.099	-0.042	0.0	0.0	98.8	98.8	0.02	0.00
	B	0.170	0.072	-0.170	-0.072	0.0	0.0	99.4	99.4	0.02	0.00
	C	0.077	0.033	-0.077	-0.033	0.0	0.0	99.5	99.5	0.00	0.00
Line26	A	0.175	0.075	-0.175	-0.075	0.0	0.0	98.8	98.8	0.04	0.00
	B	0.197	0.084	-0.197	-0.084	0.0	0.0	99.4	99.4	0.03	0.00
	C	0.160	0.068	-0.160	-0.068	0.0	0.0	99.5	99.4	0.02	0.00
Line27	A	0.070	0.030	-0.070	-0.030	0.0	0.0	99.6	99.6	0.01	0.00
	B	0.070	0.030	-0.070	-0.030	0.0	0.0	99.8	99.8	0.01	0.00
	C	0.070	0.030	-0.070	-0.030	0.0	0.0	99.9	99.9	0.01	0.00
Line28	A	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	0.0	99.5	99.5	0.00	0.00
	B	0.024	0.010	-0.024	-0.010	0.0	0.0	99.8	99.8	0.00	0.00
	C	0.024	0.010	-0.024	-0.010	0.0	0.0	99.8	99.8	0.00	0.00
Line29	A	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	0.0	99.4	99.4	0.00	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	99.7	99.7	0.00	0.00
	C	0.027	0.012	-0.027	-0.012	0.0	0.0	99.8	99.8	0.01	0.00
Line30	A	0.020	0.008	-0.020	-0.008	0.0	0.0	99.3	99.3	0.01	0.00
	B	0.008	0.003	-0.008	-0.003	0.0	0.0	99.7	99.7	0.00	0.00
	C	0.008	0.003	-0.008	-0.003	0.0	0.0	99.7	99.7	0.00	0.00
Line31	A	0.081	0.034	-0.081	-0.034	0.0	0.0	99.3	99.2	0.05	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	99.7	99.7	0.01	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	99.7	99.7	0.00	0.00
T1	A	1.157	1.100	-1.229	-0.054	-72.3	46.2	100.0	99.8	0.19	0.00
	B	1.081	0.022	-1.111	0.017	-30.0	39.4	100.0	99.9	0.09	0.00
	C	1.186	-0.005	-1.059	0.058	127.5	53.5	100.0	100.0	0.03	0.00

40.5 163.9

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (Ø) respectivamente

simulación 13.8KV al 50% atarazana 2.

Tl	Trifásico	Transformer	A	18.000	1.756	29.3	1.890	31.5
			B		1.719	28.7	1.579	26.3
			C		1.873	31.2	1.780	29.7

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivam

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	1.620	0.676	1.756	92.28 Lagging
	B	1.640	0.515	1.719	95.41 Lagging
	C	1.770	0.613	1.873	94.50 Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	1.620	0.676	1.756	92.28 Lagging
	B	1.640	0.515	1.719	95.41 Lagging
	C	1.770	0.613	1.873	94.50 Lagging
Pérdidas Aparentes:	A	-0.156	0.113		
	B	0.137	0.070		
	C	0.090	0.091		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama			Cable y Reactor			
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%
Line1	Trifásico	Line	A	464.00	239.49	51.61
			B	464.00	199.69	43.04
			C	464.00	225.47	48.59

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd	Amperios
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	% Caída en Viaag	en Entendido Downado
Line1	A	1.795	0.590	-1.790	-0.582	5.0	8.5	99.0	98.6	0.39	0.00
	B	1.511	0.458	-1.510	-0.453	1.5	4.4	99.2	99.1	0.17	0.00
	C	1.695	0.544	-1.691	-0.537	3.9	7.0	99.1	98.8	0.33	0.00
Line2	A	0.382	0.163	-0.381	-0.162	0.9	0.3	98.6	98.4	0.24	0.00
	B	0.358	0.152	-0.357	-0.152	0.7	0.2	99.1	98.9	0.19	0.00
	C	0.349	0.149	-0.348	-0.148	0.7	0.3	98.8	98.6	0.20	0.00
Line3	A	1.408	0.419	-1.404	-0.411	4.4	7.8	98.6	98.2	0.43	0.00
	B	1.152	0.301	-1.151	-0.298	1.2	3.6	99.1	98.9	0.17	0.00
	C	1.343	0.388	-1.339	-0.382	3.7	6.4	98.8	98.4	0.38	0.00
Line4	A	0.079	-0.159	-0.079	0.159	0.0	0.0	98.2	98.2	0.01	0.00
	B	0.080	-0.161	-0.080	0.161	0.0	0.0	98.9	98.9	0.01	0.00
	C	0.080	-0.160	-0.080	0.160	0.0	0.0	98.4	98.4	0.01	0.00
Line5	A	1.325	0.570	-1.324	-0.569	0.8	1.4	98.2	98.1	0.09	0.00
	B	1.070	0.459	-1.070	-0.458	0.2	0.6	98.9	98.9	0.04	0.00
	C	1.259	0.541	-1.259	-0.540	0.7	1.2	98.4	98.3	0.08	0.00
Line6	A	0.279	0.119	-0.278	-0.119	0.4	0.4	98.1	97.9	0.20	0.00
	B	0.132	0.056	-0.131	-0.056	0.1	-0.1	98.9	98.8	0.05	0.00
	C	0.287	0.122	-0.286	-0.122	0.7	0.3	98.3	98.1	0.25	0.00
Line15	A	1.045	0.450	-1.042	-0.445	3.0	4.6	98.1	97.7	0.40	0.00
	B	0.938	0.402	-0.937	-0.399	1.1	3.0	98.9	98.6	0.22	0.00
	C	0.972	0.418	-0.970	-0.414	2.0	3.8	98.3	98.0	0.31	0.00
Line16	A	0.007	0.003	-0.007	-0.003	0.0	-0.1	97.7	97.7	0.00	0.00
	B	0.008	0.003	-0.008	-0.003	0.0	-0.1	98.6	98.6	0.00	0.00
	C	0.008	0.003	-0.008	-0.003	0.0	-0.1	98.0	98.0	0.00	0.00
Line17	A	0.230	0.098	-0.230	-0.098	0.1	0.1	97.2	97.2	0.05	0.00
	B	0.136	0.058	-0.136	-0.058	0.0	0.0	98.4	98.4	0.01	0.00
	C	0.144	0.061	-0.144	-0.061	0.0	0.0	97.5	97.5	0.03	0.00
Line19	A	0.161	0.068	-0.160	-0.068	0.5	0.0	97.7	97.4	0.32	0.00
	B	0.198	0.084	-0.198	-0.084	0.7	0.2	98.6	98.3	0.34	0.00
	C	0.121	0.051	-0.121	-0.052	0.2	-0.1	98.0	97.8	0.17	0.00
Line20	A	0.874	0.374	-0.874	-0.373	0.5	0.9	97.7	97.6	0.08	0.00
	B	0.731	0.312	-0.731	-0.311	0.2	0.4	98.6	98.6	0.04	0.00
	C	0.830	0.355	-0.829	-0.354	0.4	0.7	98.0	97.9	0.07	0.00
Line21	A	0.434	0.186	-0.434	-0.185	0.9	1.0	97.5	97.2	0.26	0.00
	B	0.299	0.127	-0.299	-0.127	0.3	0.1	98.5	98.4	0.11	0.00
	C	0.444	0.190	-0.443	-0.189	1.1	1.0	97.8	97.5	0.30	0.00
Line23	A	0.288	0.123	-0.287	-0.122	1.6	0.4	97.6	97.1	0.53	0.00
	B	0.301	0.128	-0.300	-0.128	1.4	0.5	98.6	98.1	0.48	0.00
	C	0.250	0.106	-0.249	-0.106	1.0	0.3	97.9	97.5	0.39	0.00
Line24	A	0.586	0.251	-0.585	-0.250	0.5	1.0	97.6	97.5	0.13	0.00
	B	0.430	0.183	-0.430	-0.183	0.1	0.2	98.6	98.5	0.05	0.00
	C	0.580	0.248	-0.579	-0.247	0.6	0.9	97.9	97.8	0.14	0.00
Line25	A	0.095	0.040	-0.095	-0.040	0.1	-0.1	97.5	97.4	0.09	0.00
	B	0.097	0.041	-0.097	-0.041	0.1	-0.1	98.5	98.5	0.08	0.00
	C	0.079	0.033	-0.078	-0.033	0.1	-0.1	97.8	97.7	0.06	0.00
T1	A	1.620	0.676	-1.795	-0.590	-174.8	86.3	100.0	99.0	0.97	0.00
	B	1.640	0.515	-1.511	-0.458	129.1	57.1	100.0	99.2	0.76	0.00
	C	1.770	0.613	-1.695	-0.544	74.8	69.3	100.0	99.1	0.90	0.00
						70.4	273.6				

SIMULACIÓN 13.8KV AL 50% ATARAZANA 3.

T1	Trifásico	Transformer	A	18.000	1.933	32.1	2.076	34.6
			B		1.832	30.5	1.749	29.1
			C		2.006	33.4	1.849	30.8

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivam

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	1.847	0.582	1.936	95.38 Lagging
	B	1.797	0.411	1.843	97.49 Lagging
	C	1.970	0.453	2.021	97.46 Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	1.847	0.582	1.936	95.38 Lagging
	B	1.797	0.411	1.843	97.49 Lagging
	C	1.970	0.453	2.021	97.46 Lagging
Pérdidas Aparentes:	A	-0.183	0.109		
	B	0.075	0.072		
	C	0.154	0.073		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%
Line1	Trifásico	Line	A	464.00	170.41	36.73
			B	464.00	143.25	30.87
			C	464.00	151.63	32.68

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd	Ampieros
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	% Caída en Vmag	en Entrecado Derivado
Line1	A	2.018	0.683	-2.013	-0.675	5.0	8.2	99.1	98.8	0.34	0.00
	B	1.713	0.549	-1.712	-0.544	1.4	4.6	99.4	99.2	0.15	0.00
	C	1.807	0.591	-1.803	-0.585	3.2	5.8	99.3	99.0	0.25	0.00
Line2	A	1.600	0.499	-1.595	-0.490	5.8	9.0	98.8	98.3	0.49	0.00
	B	1.485	0.448	-1.483	-0.441	2.5	6.5	99.2	98.9	0.28	0.00
	C	1.536	0.471	-1.532	-0.463	4.0	8.1	99.0	98.7	0.38	0.00
Line3	A	0.076	0.032	-0.076	-0.032	0.0	-0.1	98.3	98.3	0.06	0.00
	B	0.011	0.005	-0.011	-0.005	0.0	-0.1	98.9	98.9	0.01	0.00
	C	0.086	0.037	-0.086	-0.037	0.1	-0.1	98.7	98.6	0.09	0.00
Line4	A	0.224	0.095	-0.223	-0.095	0.5	0.3	98.8	98.5	0.29	0.00
	B	0.163	0.069	-0.162	-0.069	0.3	-0.1	99.2	99.0	0.17	0.00
	C	0.244	0.104	-0.244	-0.104	0.8	0.4	99.0	98.7	0.36	0.00
Line5	A	0.040	0.017	-0.040	-0.017	0.0	0.0	98.8	98.8	0.01	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	99.2	99.2	0.00	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	99.0	99.0	0.00	0.00
Line6	A	0.126	0.054	-0.126	-0.054	0.0	0.0	98.8	98.8	0.03	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	99.2	99.2	0.01	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	99.0	99.0	0.00	0.00
Line7	A	0.086	0.036	-0.086	-0.037	0.0	0.0	98.3	98.2	0.06	0.00
	B	0.036	0.015	-0.036	-0.015	0.0	-0.1	98.9	98.9	0.01	0.00
	C	0.077	0.033	-0.077	-0.033	0.1	-0.1	98.7	98.6	0.07	0.00
Line8	A	1.228	0.528	-1.224	-0.523	3.7	5.1	98.3	97.9	0.40	0.00
	B	1.230	0.529	-1.228	-0.525	2.0	4.8	98.9	98.7	0.28	0.00
	C	1.181	0.508	-1.179	-0.504	2.2	4.9	98.7	98.4	0.30	0.00
Line9	A	0.131	0.056	-0.131	-0.056	0.1	0.0	97.9	97.9	0.04	0.00
	B	0.133	0.057	-0.133	-0.057	0.1	0.0	98.7	98.6	0.04	0.00
	C	0.132	0.056	-0.132	-0.056	0.1	0.0	98.4	98.3	0.04	0.00
Line10	A	0.104	0.044	-0.104	-0.044	0.1	0.0	97.9	97.8	0.07	0.00
	B	0.094	0.040	-0.093	-0.040	0.0	0.0	98.7	98.6	0.05	0.00
	C	0.066	0.028	-0.066	-0.028	0.0	0.0	98.4	98.3	0.03	0.00
Line11	A	0.752	0.322	-0.751	-0.320	1.0	1.3	97.9	97.7	0.18	0.00
	B	0.776	0.332	-0.775	-0.331	0.6	1.4	98.7	98.5	0.14	0.00
	C	0.753	0.322	-0.752	-0.321	0.6	1.5	98.4	98.2	0.14	0.00
Line12	A	0.011	0.005	-0.011	-0.005	0.0	0.0	97.7	97.7	0.00	0.00
	B	0.024	0.010	-0.024	-0.010	0.0	0.0	98.5	98.5	0.01	0.00
	C	0.108	0.046	-0.108	-0.046	0.0	0.0	98.2	98.2	0.02	0.00
Line13	A	0.740	0.316	-0.739	-0.315	1.4	0.8	97.7	97.5	0.20	0.00
	B	0.740	0.316	-0.739	-0.315	1.0	0.8	98.5	98.4	0.16	0.00
	C	0.644	0.275	-0.643	-0.274	0.8	0.6	98.2	98.1	0.14	0.00
Line14	A	0.262	0.111	-0.261	-0.111	0.2	0.1	97.5	97.4	0.08	0.00
	B	0.275	0.117	-0.275	-0.117	0.2	0.1	98.4	98.3	0.08	0.00
	C	0.255	0.109	-0.255	-0.109	0.2	0.1	98.1	98.0	0.07	0.00
Line15	A	0.438	0.187	-0.438	-0.186	0.3	0.3	97.5	97.4	0.08	0.00
	B	0.414	0.177	-0.414	-0.176	0.1	0.2	98.4	98.3	0.04	0.00
	C	0.358	0.152	-0.358	-0.152	0.1	0.2	98.1	98.0	0.04	0.00
Line16	A	0.150	0.064	-0.150	-0.064	0.1	0.0	97.4	97.4	0.06	0.00
	B	0.138	0.059	-0.138	-0.059	0.1	0.0	98.3	98.3	0.04	0.00
	C	0.113	0.048	-0.113	-0.048	0.0	0.0	98.0	98.0	0.04	0.00
Line17	A	0.265	0.113	-0.264	-0.113	0.4	0.1	97.4	97.3	0.16	0.00
	B	0.253	0.108	-0.252	-0.107	0.3	0.1	98.3	98.2	0.13	0.00
	C	0.220	0.094	-0.220	-0.094	0.3	0.1	98.0	97.9	0.11	0.00
T1	A	1.832	0.586	-2.018	-0.487	-186.2	99.4	100.0	99.1	0.85	0.00
	B	1.784	0.418	-1.713	-0.351	70.2	67.3	100.0	99.4	0.64	0.00
	C	1.953	0.460	-1.807	-0.384	146.2	66.6	100.0	99.3	0.71	0.00
						70.1	297.8				

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (3) respectivamente

SIMULACIÓN 13.8KV AL 100% ATARAZANA 1.

T1	Trifásico	Transformer	A	18.000	2.315	38.6	2.424	40.4
			B		2.140	35.7	2.182	36.4
			C		2.327	38.8	2.074	34.6

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivam

Resumen de Totales de Generación, Carga, v Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	2.212	0.683	2.315	95.55 Lagging
	B	2.073	0.530	2.140	96.88 Lagging
	C	2.275	0.486	2.327	97.79 Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	2.212	0.683	2.315	95.55 Lagging
	B	2.073	0.530	2.140	96.88 Lagging
	C	2.275	0.486	2.327	97.79 Lagging
Pérdidas Aparentes:	A	-0.108	0.142		
	B	-0.049	0.113		
	C	0.250	0.144		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%
Line1	Trifásico	Line	A	464.00	314.36	67.75
			B	464.00	282.35	60.85
			C	464.00	267.77	57.71

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd	Amparos
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	% Caída en Vmag	en Estacado Devanado
Line1	A	2.353	0.781	-2.346	-0.771	6.8	9.6	99.0	98.6	0.38	0.00
	B	2.135	0.649	-2.133	-0.642	2.2	7.2	99.2	99.0	0.19	0.00
	C	2.040	0.570	-2.037	-0.563	3.0	6.4	99.3	99.1	0.22	0.00
Line3	A	-2.206	-0.706	2.212	0.714	6.0	8.5	98.2	98.6	0.35	0.00
	B	-1.995	-0.578	1.997	0.584	1.8	6.3	98.8	99.0	0.17	0.00
	C	-1.899	-0.500	1.902	0.506	2.6	5.4	98.9	99.1	0.20	0.00
Line4	A	-2.158	-0.682	2.161	0.687	3.4	4.7	98.0	98.2	0.20	0.00
	B	-1.950	-0.555	1.951	0.559	1.0	3.5	98.7	98.8	0.09	0.00
	C	-1.853	-0.478	1.854	0.481	1.4	3.0	98.8	98.9	0.11	0.00
Line5	A	-2.111	-0.659	2.114	0.663	3.1	4.2	97.9	98.0	0.19	0.00
	B	-1.949	-0.552	1.950	0.555	1.0	3.3	98.6	98.7	0.09	0.00
	C	-1.798	-0.452	1.799	0.455	1.2	2.6	98.7	98.8	0.10	0.00
Line6	A	1.920	0.578	-1.913	-0.568	7.2	9.3	97.9	97.4	0.47	0.00
	B	1.934	0.546	-1.930	-0.536	3.5	9.5	98.6	98.3	0.29	0.00
	C	1.783	0.446	-1.780	-0.438	3.1	7.9	98.7	98.4	0.27	0.00
Line7	A	0.044	0.019	-0.044	-0.019	0.0	0.0	97.4	97.4	0.01	0.00
	B	0.133	0.057	-0.133	-0.057	0.0	0.0	98.3	98.3	0.02	0.00
	C	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	0.0	98.4	98.4	0.00	0.00
Line8	A	0.201	0.086	-0.201	-0.086	0.0	0.0	97.4	97.3	0.04	0.00
	B	0.186	0.079	-0.186	-0.079	0.0	0.0	98.3	98.3	0.02	0.00
	C	0.197	0.084	-0.197	-0.084	0.0	0.0	98.4	98.4	0.03	0.00
Line10	A	1.668	0.464	-1.667	-0.464	0.3	0.4	97.4	97.4	0.02	0.00
	B	1.611	0.400	-1.611	-0.400	0.1	0.4	98.3	98.3	0.01	0.00
	C	1.494	0.316	-1.494	-0.316	0.1	0.3	98.4	98.4	0.01	0.00
Line11	A	0.323	0.138	-0.323	-0.138	0.1	0.1	97.4	97.3	0.03	0.00
	B	0.241	0.103	-0.241	-0.103	0.0	0.0	98.3	98.3	0.01	0.00
	C	0.241	0.103	-0.241	-0.103	0.0	0.0	98.4	98.4	0.02	0.00
Line12	A	0.098	0.042	-0.098	-0.042	0.0	0.0	97.3	97.3	0.02	0.00
	B	0.011	0.005	-0.011	-0.005	0.0	-0.1	98.3	98.3	0.01	0.00
	C	0.011	0.005	-0.011	-0.005	0.0	0.0	98.4	98.4	0.00	0.00
Line13	A	1.301	0.592	-1.299	-0.589	2.0	3.0	97.4	97.1	0.21	0.00
	B	1.147	0.492	-1.147	-0.491	0.6	1.9	98.3	98.2	0.11	0.00
	C	1.208	0.485	-1.207	-0.483	1.2	2.3	98.4	98.3	0.15	0.00
Line14	A	0.136	0.091	-0.136	-0.091	0.0	0.0	97.1	97.1	0.01	0.00
	B	0.044	0.019	-0.044	-0.019	0.0	0.0	98.2	98.2	0.00	0.00
	C	0.163	0.036	-0.163	-0.036	0.0	0.0	98.3	98.2	0.01	0.00
Line15	A	0.093	0.073	-0.093	-0.073	0.0	0.0	97.1	97.1	0.00	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	98.2	98.2	0.00	0.00
	C	0.119	0.017	-0.119	-0.018	0.0	0.0	98.2	98.2	0.00	0.00
Line16	A	0.043	0.018	-0.043	-0.018	0.0	0.0	97.1	97.1	0.01	0.00
	B	0.044	0.019	-0.044	-0.019	0.0	0.0	98.2	98.2	0.01	0.00
	C	0.044	0.019	-0.044	-0.019	0.0	0.0	98.2	98.2	0.01	0.00

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd	Amperios
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	% Caída en Vmag	en Estado Derivado
Line18	A	1.162	0.498	-1.161	-0.495	1.7	2.4	97.1	97.0	0.19	0.00
	B	1.102	0.472	-1.102	-0.470	0.7	1.9	98.2	98.1	0.11	0.00
	C	1.044	0.446	-1.043	-0.444	0.9	1.8	98.3	98.1	0.13	0.00
Line19	A	0.383	0.164	-0.382	-0.163	0.8	0.8	97.0	96.7	0.26	0.00
	B	0.223	0.095	-0.223	-0.095	0.2	0.0	98.1	98.0	0.08	0.00
	C	0.337	0.144	-0.336	-0.143	0.8	0.4	98.1	97.9	0.25	0.00
Line20	A	0.382	0.163	-0.382	-0.163	0.6	0.3	96.7	96.5	0.16	0.00
	B	0.223	0.095	-0.223	-0.095	0.2	0.0	98.0	98.0	0.06	0.00
	C	0.336	0.143	-0.336	-0.143	0.5	0.2	97.9	97.7	0.15	0.00
Line21	A	0.691	0.295	-0.691	-0.294	0.4	0.4	97.0	96.9	0.06	0.00
	B	0.790	0.337	-0.790	-0.337	0.2	0.6	98.1	98.1	0.05	0.00
	C	0.608	0.259	-0.608	-0.259	0.1	0.3	98.1	98.1	0.03	0.00
Line22	A	0.173	0.074	-0.173	-0.074	0.0	0.0	96.9	96.9	0.02	0.00
	B	0.089	0.038	-0.089	-0.038	0.0	0.0	98.1	98.1	0.00	0.00
	C	0.155	0.066	-0.155	-0.066	0.0	0.0	98.1	98.1	0.02	0.00
Line23	A	0.083	0.035	-0.083	-0.035	0.0	0.0	96.9	96.8	0.02	0.00
	B	0.041	0.017	-0.041	-0.017	0.0	0.0	98.1	98.1	0.00	0.00
	C	0.041	0.017	-0.041	-0.017	0.0	0.0	98.1	98.1	0.01	0.00
Line24	A	0.079	0.034	-0.079	-0.034	0.0	0.0	96.9	96.9	0.01	0.00
	B	0.037	0.016	-0.037	-0.016	0.0	0.0	98.1	98.1	0.00	0.00
	C	0.103	0.044	-0.103	-0.044	0.0	0.0	98.1	98.0	0.02	0.00
Line25	A	0.187	0.080	-0.187	-0.080	0.1	0.0	96.9	96.9	0.03	0.00
	B	0.324	0.138	-0.324	-0.138	0.1	0.2	98.1	98.0	0.04	0.00
	C	0.148	0.063	-0.148	-0.063	0.0	0.0	98.1	98.1	0.00	0.00
Line26	A	0.331	0.141	-0.331	-0.141	0.2	0.1	96.9	96.8	0.07	0.00
	B	0.377	0.161	-0.377	-0.160	0.1	0.2	98.1	98.0	0.06	0.00
	C	0.305	0.130	-0.305	-0.130	0.1	0.1	98.1	98.0	0.04	0.00
Line27	A	0.134	0.057	-0.134	-0.057	0.0	0.0	98.6	98.6	0.02	0.00
	B	0.135	0.058	-0.135	-0.058	0.0	0.0	99.0	99.0	0.02	0.00
	C	0.135	0.058	-0.135	-0.058	0.0	0.0	99.1	99.1	0.02	0.00
Line28	A	0.044	0.019	-0.044	-0.019	0.0	0.0	98.2	98.2	0.01	0.00
	B	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	0.0	98.8	98.8	0.01	0.00
	C	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	0.0	98.9	98.9	0.01	0.00
Line29	A	0.044	0.019	-0.044	-0.019	0.0	0.0	98.0	98.0	0.01	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	98.7	98.7	0.00	0.00
	C	0.054	0.023	-0.054	-0.023	0.0	0.0	98.8	98.8	0.01	0.00
Line30	A	0.037	0.016	-0.037	-0.016	0.0	0.0	97.9	97.8	0.01	0.00
	B	0.015	0.006	-0.015	-0.006	0.0	0.0	98.6	98.6	0.00	0.00
	C	0.015	0.006	-0.015	-0.006	0.0	0.0	98.7	98.7	0.00	0.00
Line31	A	0.154	0.066	-0.154	-0.066	0.2	0.0	97.9	97.7	0.10	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	98.6	98.7	0.02	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	98.7	98.7	0.00	0.00
T1	A	2.212	0.683	-2.353	-0.585	-140.5	98.2	100.0	99.0	1.03	0.00
	B	2.073	0.530	-2.135	-0.432	-61.2	77.9	100.0	99.2	0.82	0.00
	C	2.275	0.486	-2.040	-0.372	235.0	113.9	100.0	99.3	0.70	0.00
						93.3	398.8				

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (3) respectivamente

SIMULACIÓN 13.8KV AL 100% ATARAZANA 2.

Circuito / Rama				Cable y Reactor			Transformador				
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%	Capacidad (MVA)	Carga (entrada)		Carga (salida)	
								MVA	%	MVA	%
T1	Trifásico	Transformer	A				18.000	3.440	57.3	3.652	60.9
			B			3.367		56.1	3.089	51.5	
			C			3.654		60.9	3.450	57.5	

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivam

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	3.073	1.545	3.440	89.34 Lagging
	B	3.126	1.249	3.367	92.87 Lagging
	C	3.357	1.443	3.654	91.87 Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	3.073	1.545	3.440	89.34 Lagging
	B	3.126	1.249	3.367	92.87 Lagging
	C	3.357	1.443	3.654	91.87 Lagging
Pérdidas Aparentes:	A	-0.254	0.312		
	B	0.263	0.219		
	C	0.196	0.283		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama				Cable y Reactor			
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%	
Line1	Trifásico	Line	* A	464.00	468.58	100.99	
			B	464.00	394.74	85.07	
			C	464.00	442.07	95.27	

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd	Amperios
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	lvaz	Origen	Destino	% Caída en Vmag	en Entierado Downado
Line1	A	3.399	1.336	-3.380	-1.303	19.1	32.7	97.8	97.0	0.79	0.00
	B	2.892	1.085	-2.886	-1.067	6.0	17.8	98.2	97.8	0.38	0.00
	C	3.217	1.246	-3.203	-1.219	14.8	27.3	98.0	97.3	0.67	0.00
Line2	A	0.722	0.308	-0.719	-0.306	3.4	1.4	97.0	96.6	0.46	0.00
	B	0.683	0.291	-0.680	-0.290	2.6	1.1	97.8	97.5	0.37	0.00
	C	0.662	0.282	-0.659	-0.281	2.6	1.1	97.3	96.9	0.39	0.00
Line3	A	2.657	0.995	-2.640	-0.965	16.9	30.2	97.0	96.1	0.90	0.00
	B	2.204	0.776	-2.199	-0.762	4.8	14.6	97.8	97.5	0.39	0.00
	C	2.541	0.937	-2.527	-0.911	14.2	25.3	97.3	96.5	0.79	0.00
Line4	A	0.149	-0.121	-0.149	0.121	0.0	0.0	96.1	96.1	0.00	0.00
	B	0.153	-0.125	-0.153	0.125	0.0	0.0	97.5	97.5	0.00	0.00
	C	0.150	-0.122	-0.150	0.122	0.0	0.0	96.5	96.5	0.00	0.00
Line5	A	2.492	1.087	-2.489	-1.081	2.9	5.3	96.1	95.9	0.17	0.00
	B	2.046	0.887	-2.045	-0.884	0.8	2.5	97.5	97.4	0.08	0.00
	C	2.377	1.034	-2.374	-1.029	2.5	4.4	96.5	96.3	0.15	0.00
Line6	A	0.529	0.226	-0.528	-0.225	1.7	1.7	95.9	95.6	0.39	0.00
	B	0.253	0.107	-0.253	-0.108	0.3	-0.1	97.4	97.3	0.09	0.00
	C	0.548	0.234	-0.545	-0.232	2.6	1.5	96.3	95.9	0.48	0.00
Line15	A	1.959	0.855	-1.948	-0.837	11.2	17.4	95.9	95.2	0.77	0.00
	B	1.792	0.777	-1.788	-0.765	4.2	11.9	97.4	96.9	0.43	0.00
	C	1.826	0.796	-1.819	-0.781	7.2	14.3	96.3	95.7	0.60	0.00
Line16	A	0.014	0.006	-0.014	-0.006	0.0	-0.1	95.2	95.2	0.01	0.00
	B	0.014	0.006	-0.014	-0.006	0.0	-0.1	96.9	96.9	0.01	0.00
	C	0.014	0.006	-0.014	-0.006	0.0	-0.1	95.7	95.7	0.01	0.00
Line17	A	0.429	0.183	-0.428	-0.182	0.4	0.4	94.3	94.2	0.10	0.00
	B	0.257	0.110	-0.257	-0.110	0.0	0.0	96.6	96.5	0.02	0.00
	C	0.268	0.114	-0.268	-0.114	0.1	0.0	94.8	94.7	0.05	0.00
Line19	A	0.303	0.129	-0.301	-0.128	2.1	0.5	95.2	94.5	0.63	0.00
	B	0.381	0.163	-0.379	-0.161	2.5	1.3	96.9	96.3	0.67	0.00
	C	0.231	0.098	-0.230	-0.098	0.8	0.2	95.7	95.4	0.33	0.00
Line20	A	1.631	0.703	-1.629	-0.699	1.9	3.2	95.2	95.0	0.16	0.00
	B	1.392	0.596	-1.392	-0.594	0.6	1.7	96.9	96.9	0.08	0.00
	C	1.553	0.688	-1.552	-0.665	1.5	2.7	95.7	95.6	0.14	0.00
Line21	A	0.806	0.346	-0.803	-0.342	3.2	4.1	94.8	94.3	0.50	0.00
	B	0.566	0.241	-0.565	-0.241	1.1	0.8	96.8	96.6	0.22	0.00
	C	0.827	0.355	-0.823	-0.351	4.2	3.9	95.3	94.8	0.57	0.00
Line23	A	0.543	0.231	-0.537	-0.229	6.0	2.1	95.0	94.0	1.03	0.00
	B	0.578	0.247	-0.573	-0.244	5.5	2.6	96.9	95.9	0.94	0.00
	C	0.472	0.201	-0.468	-0.199	3.7	1.5	95.6	94.9	0.76	0.00
Line24	A	1.087	0.469	-1.085	-0.465	1.8	3.8	95.0	94.8	0.25	0.00
	B	0.814	0.348	-0.813	-0.347	0.4	1.1	96.9	96.8	0.09	0.00
	C	1.080	0.465	-1.078	-0.461	2.1	3.4	95.6	95.3	0.27	0.00
Line25	A	0.175	0.075	-0.175	-0.075	0.3	0.0	94.8	94.6	0.18	0.00
	B	0.183	0.078	-0.183	-0.078	0.3	0.0	96.8	96.6	0.16	0.00
	C	0.146	0.062	-0.146	-0.062	0.2	0.0	95.3	95.2	0.12	0.00
T1	A	3.073	1.545	-3.399	-1.336	-325.1	209.6	100.0	97.8	2.19	0.00
	B	3.126	1.249	-2.892	-1.085	234.0	163.8	100.0	98.2	1.77	0.00
	C	3.357	1.443	-3.217	-1.246	139.2	196.9	100.0	98.0	2.04	0.00
						204.5	813.9				

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivamente

SIMULACIÓN 13.8KV AL 100% ATARAZANA 3.

Circuito / Rama				Cable y Reactor			Transformador				
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%	Capacidad (MVA)	Carga (entrada)		Carga (salida)	
								MVA	%	MVA	%
T1	Trifásico	Transformer	A				18.000	3.809	63.5	4.037	67.3
			B					3.618	60.3	3.434	57.2
			C					3.943	65.7	3.617	60.3

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (3) respectivamente

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	3.467	1.577	3.809	91.03 Lagging
	B	3.392	1.260	3.618	93.75 Lagging
	C	3.704	1.353	3.943	93.93 Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	3.467	1.577	3.809	91.03 Lagging
	B	3.392	1.260	3.618	93.75 Lagging
	C	3.704	1.353	3.943	93.93 Lagging
Pérdidas Aparentes:	A	-0.278	0.357		
	B	0.161	0.265		
	C	0.321	0.291		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%
			B	464.00	447.15	96.37
			* C	464.00	471.26	101.57

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd	Amperios
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	% Caída en Vmag	en Estatorado Devanado
Line1	A	3.816	1.508	-3.797	-1.477	19.2	31.2	97.8	97.1	0.70	0.00
	B	3.264	1.260	-3.258	-1.242	5.5	18.0	98.2	97.9	0.33	0.00
	C	3.430	1.338	-3.418	-1.316	12.2	22.7	98.1	97.5	0.52	0.00
Line2	A	3.012	1.142	-2.990	-1.107	22.4	34.5	97.1	96.1	1.00	0.00
	B	2.824	1.057	-2.814	-1.031	9.9	25.9	97.9	97.3	0.60	0.00
	C	2.906	1.097	-2.891	-1.065	15.1	31.8	97.5	96.8	0.80	0.00
Line3	A	0.144	0.061	-0.144	-0.061	0.1	0.0	96.1	96.0	0.12	0.00
	B	0.022	0.009	-0.022	-0.009	0.0	-0.1	97.3	97.3	0.01	0.00
	C	0.165	0.070	-0.165	-0.070	0.3	0.0	96.8	96.6	0.19	0.00
Line4	A	0.427	0.183	-0.425	-0.181	2.1	1.7	97.1	96.5	0.57	0.00
	B	0.313	0.133	-0.312	-0.133	1.1	0.2	97.9	97.5	0.33	0.00
	C	0.468	0.200	-0.465	-0.198	3.1	2.0	97.5	96.8	0.71	0.00
Line5	A	0.076	0.032	-0.076	-0.032	0.0	0.0	97.1	97.1	0.01	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	97.9	97.9	0.00	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	97.5	97.5	0.00	0.00
Line6	A	0.238	0.102	-0.238	-0.101	0.1	0.1	97.1	97.0	0.06	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	97.9	97.9	0.01	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	97.5	97.5	0.00	0.00
Line7	A	0.164	0.070	-0.164	-0.070	0.2	0.1	96.1	96.0	0.12	0.00
	B	0.070	0.030	-0.070	-0.030	0.0	-0.1	97.3	97.3	0.03	0.00
	C	0.149	0.063	-0.149	-0.063	0.2	0.0	96.8	96.6	0.13	0.00
Line8	A	2.296	0.996	-2.283	-0.977	13.7	19.0	96.1	95.3	0.77	0.00
	B	2.331	1.015	-2.324	-0.997	7.4	18.5	97.3	96.7	0.54	0.00
	C	2.223	0.968	-2.215	-0.950	7.8	18.4	96.8	96.2	0.58	0.00
Line9	A	0.244	0.104	-0.243	-0.104	0.2	0.0	95.3	95.2	0.08	0.00
	B	0.251	0.107	-0.251	-0.107	0.2	0.0	96.7	96.7	0.07	0.00
	C	0.248	0.106	-0.248	-0.106	0.2	0.0	96.2	96.1	0.07	0.00
Line10	A	0.195	0.083	-0.195	-0.083	0.3	0.1	95.3	95.2	0.13	0.00
	B	0.178	0.076	-0.178	-0.076	0.2	0.0	96.7	96.6	0.09	0.00
	C	0.125	0.053	-0.125	-0.053	0.1	0.0	96.2	96.1	0.06	0.00
Line11	A	1.401	0.602	-1.398	-0.597	3.8	5.1	95.3	95.0	0.35	0.00
	B	1.468	0.632	-1.466	-0.627	2.4	5.4	96.7	96.5	0.26	0.00
	C	1.414	0.608	-1.411	-0.603	2.3	5.6	96.2	95.9	0.27	0.00
Line12	A	0.021	0.009	-0.021	-0.009	0.0	0.0	95.0	95.0	0.01	0.00
	B	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	0.0	96.5	96.5	0.01	0.00
	C	0.203	0.086	-0.203	-0.086	0.1	0.0	95.9	95.9	0.05	0.00
Line13	A	1.377	0.588	-1.371	-0.585	5.3	3.2	95.0	94.6	0.39	0.00
	B	1.399	0.599	-1.395	-0.595	3.9	3.2	96.5	96.2	0.31	0.00
	C	1.209	0.516	-1.205	-0.514	3.1	2.3	95.9	95.6	0.28	0.00
Line14	A	0.484	0.206	-0.483	-0.206	0.8	0.3	94.6	94.4	0.15	0.00
	B	0.517	0.220	-0.517	-0.220	0.8	0.3	96.2	96.0	0.15	0.00
	C	0.477	0.203	-0.476	-0.203	0.7	0.3	95.6	95.5	0.13	0.00
Line15	A	0.815	0.348	-0.814	-0.347	1.0	1.3	94.6	94.4	0.15	0.00
	B	0.784	0.335	-0.784	-0.334	0.3	1.1	96.2	96.1	0.09	0.00
	C	0.672	0.287	-0.672	-0.286	0.4	0.7	95.6	95.5	0.08	0.00
Line16	A	0.282	0.120	-0.282	-0.120	0.3	0.1	94.4	94.3	0.11	0.00
	B	0.264	0.113	-0.264	-0.112	0.2	0.1	96.1	96.0	0.08	0.00
	C	0.217	0.092	-0.217	-0.092	0.2	0.0	95.5	95.5	0.07	0.00
Line17	A	0.489	0.208	-0.487	-0.207	1.6	0.6	94.4	94.1	0.30	0.00
	B	0.474	0.202	-0.473	-0.201	1.2	0.5	96.1	95.8	0.24	0.00
	C	0.410	0.175	-0.409	-0.174	0.9	0.3	95.5	95.3	0.22	0.00
T1	A	3.467	1.577	-3.816	-1.317	-349.0	260.0	100.0	97.8	2.22	0.00
	B	3.392	1.260	-3.264	-1.067	128.0	192.3	100.0	98.2	1.80	0.00
	C	3.704	1.353	-3.430	-1.146	273.8	206.5	100.0	98.1	1.93	0.00
						203.8	913.2				

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivamente

SIMULACIÓN 22KV AL 50% ATARAZANA 1.

Circuito / Rama				Cable y Reactor			Transformador				
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%	Capacidad (MVA)	Carga (entrada)		Carga (salida)	
								MVA	%	MVA	%
T1	Trifásico	Transformer	A				18.000	1.166	19.4	1.237	20.6
			B					1.085	18.1	1.115	18.6
			C					1.192	19.9	1.065	17.7

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivam

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	1.162	0.095	1.166	99.67 Lagging
	B	1.085	0.016	1.085	99.99 Lagging
	C	1.192	-0.011	1.192	100.00 Leading
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	1.162	0.095	1.166	99.67 Lagging
	B	1.085	0.016	1.085	99.99 Lagging
	C	1.192	-0.011	1.192	100.00 Leading
Pérdidas Aparentes:	A	-0.071	0.048		
	B	-0.028	0.040		
	C	0.131	0.053		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramale

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga	
					Amp	%
Line1	Trifásico	Line	A	464.00	99.47	21.44
			B	464.00	88.93	19.17
			C	464.00	84.36	18.18

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd	Amperios
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	% Caída en Vmag	en Enterrado Devanado
Line1	A	1.237	0.247	-1.236	-0.246	0.7	0.8	99.8	99.7	0.07	0.00
	B	1.115	0.176	-1.115	-0.175	0.2	0.6	99.9	99.9	0.03	0.00
	C	1.063	0.136	-1.062	-0.135	0.3	0.5	100.0	99.9	0.03	0.00
Line3	A	-1.165	-0.216	1.166	0.216	0.6	0.7	99.7	99.7	0.06	0.00
	B	-1.044	-0.145	1.044	0.145	0.2	0.5	99.9	99.9	0.03	0.00
	C	-0.992	-0.105	0.992	0.106	0.3	0.4	99.9	99.9	0.03	0.00
Line4	A	-1.141	-0.205	1.142	0.206	0.3	0.4	99.6	99.7	0.04	0.00
	B	-1.020	-0.135	1.021	0.135	0.1	0.3	99.9	99.9	0.01	0.00
	C	-0.968	-0.095	0.968	0.095	0.1	0.2	99.9	99.9	0.02	0.00
Line5	A	-1.118	-0.195	1.119	0.196	0.3	0.3	99.6	99.6	0.03	0.00
	B	-1.020	-0.134	1.020	0.135	0.1	0.2	99.8	99.9	0.01	0.00
	C	-0.940	-0.083	0.940	0.083	0.1	0.2	99.9	99.9	0.01	0.00
Line6	A	1.017	0.153	-1.017	-0.152	0.7	0.7	99.6	99.5	0.08	0.00
	B	1.012	0.131	-1.012	-0.131	0.4	0.7	99.8	99.8	0.05	0.00
	C	0.932	0.080	-0.932	-0.079	0.3	0.6	99.9	99.8	0.04	0.00
Line7	A	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	-0.1	99.5	99.5	0.00	0.00
	B	0.070	0.030	-0.070	-0.030	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00
	C	0.024	0.010	-0.024	-0.010	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00
Line8	A	0.106	0.045	-0.106	-0.045	0.0	-0.2	99.5	99.5	0.01	0.00
	B	0.097	0.041	-0.096	-0.041	0.0	-0.2	99.8	99.8	0.00	0.00
	C	0.102	0.043	-0.102	-0.043	0.0	-0.2	99.8	99.8	0.01	0.00
Line10	A	0.887	0.097	-0.887	-0.097	0.0	0.0	99.5	99.5	0.00	0.00
	B	0.845	0.060	-0.845	-0.060	0.0	0.0	99.8	99.8	0.00	0.00
	C	0.782	0.016	-0.782	-0.016	0.0	0.0	99.8	99.8	0.00	0.00
Line11	A	0.172	0.073	-0.172	-0.073	0.0	-0.1	99.5	99.5	0.01	0.00
	B	0.126	0.054	-0.126	-0.054	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00
	C	0.127	0.054	-0.127	-0.054	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00
Line12	A	0.052	0.022	-0.052	-0.022	0.0	-0.1	99.5	99.5	0.00	0.00
	B	0.006	0.002	-0.006	-0.002	0.0	-0.2	99.8	99.8	0.00	0.00
	C	0.006	0.002	-0.006	-0.002	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00
Line13	A	0.692	0.311	-0.691	-0.311	0.2	0.2	99.5	99.5	0.04	0.00
	B	0.602	0.255	-0.602	-0.255	0.1	0.0	99.8	99.8	0.02	0.00
	C	0.632	0.251	-0.632	-0.251	0.1	0.1	99.8	99.8	0.03	0.00
Line14	A	0.072	0.048	-0.072	-0.048	0.0	-0.1	99.5	99.5	0.00	0.00
	B	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00
	C	0.085	0.019	-0.085	-0.019	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00
Line15	A	0.049	0.038	-0.049	-0.038	0.0	0.0	99.5	99.5	0.00	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	99.8	99.8	0.00	0.00
	C	0.061	0.009	-0.061	-0.009	0.0	0.0	99.8	99.8	0.00	0.00
Line16	A	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	-0.1	99.5	99.5	0.00	0.00
	B	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00
	C	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd % Caída en Viaag	Amparos en Estanado Devanado
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino		
Line18	A	0.620	0.263	-0.619	-0.263	0.2	0.1	99.5	99.4	0.04	0.00
	B	0.578	0.245	-0.578	-0.245	0.1	0.0	99.8	99.7	0.02	0.00
	C	0.547	0.232	-0.547	-0.232	0.1	0.1	99.8	99.8	0.03	0.00
Line19	A	0.202	0.086	-0.202	-0.086	0.1	-0.2	99.4	99.4	0.05	0.00
	B	0.116	0.049	-0.116	-0.049	0.0	-0.3	99.7	99.7	0.02	0.00
	C	0.175	0.074	-0.175	-0.074	0.1	-0.2	99.8	99.7	0.05	0.00
Line20	A	0.202	0.086	-0.202	-0.086	0.0	-0.1	99.4	99.4	0.03	0.00
	B	0.116	0.049	-0.116	-0.049	0.0	-0.1	99.7	99.7	0.01	0.00
	C	0.175	0.074	-0.175	-0.075	0.1	-0.1	99.7	99.7	0.03	0.00
Line21	A	0.371	0.157	-0.370	-0.157	0.0	0.0	99.4	99.4	0.01	0.00
	B	0.416	0.177	-0.416	-0.177	0.0	0.0	99.7	99.7	0.01	0.00
	C	0.321	0.136	-0.321	-0.136	0.0	0.0	99.8	99.8	0.01	0.00
Line22	A	0.093	0.039	-0.093	-0.039	0.0	0.0	99.4	99.4	0.00	0.00
	B	0.047	0.020	-0.047	-0.020	0.0	0.0	99.7	99.7	0.00	0.00
	C	0.082	0.035	-0.082	-0.035	0.0	0.0	99.8	99.8	0.00	0.00
Line23	A	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.1	99.4	99.4	0.00	0.00
	B	0.021	0.009	-0.021	-0.009	0.0	-0.1	99.7	99.7	0.00	0.00
	C	0.021	0.009	-0.021	-0.009	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00
Line24	A	0.043	0.018	-0.043	-0.018	0.0	-0.1	99.4	99.4	0.00	0.00
	B	0.019	0.008	-0.019	-0.008	0.0	-0.1	99.7	99.7	0.00	0.00
	C	0.055	0.023	-0.055	-0.023	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00
Line25	A	0.100	0.043	-0.100	-0.043	0.0	-0.1	99.4	99.4	0.01	0.00
	B	0.171	0.073	-0.171	-0.073	0.0	-0.1	99.7	99.7	0.01	0.00
	C	0.078	0.033	-0.078	-0.033	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00
Line26	A	0.177	0.075	-0.177	-0.075	0.0	-0.2	99.4	99.4	0.01	0.00
	B	0.198	0.084	-0.198	-0.084	0.0	-0.2	99.7	99.7	0.01	0.00
	C	0.161	0.068	-0.161	-0.069	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.01	0.00
Line27	A	0.070	0.030	-0.070	-0.030	0.0	0.0	99.7	99.7	0.00	0.00
	B	0.070	0.030	-0.070	-0.030	0.0	0.0	99.9	99.9	0.00	0.00
	C	0.070	0.030	-0.070	-0.030	0.0	0.0	99.9	99.9	0.00	0.00
Line28	A	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	-0.1	99.7	99.7	0.00	0.00
	B	0.024	0.010	-0.024	-0.010	0.0	-0.1	99.9	99.9	0.00	0.00
	C	0.024	0.010	-0.024	-0.010	0.0	0.0	99.9	99.9	0.00	0.00
Line29	A	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	-0.1	99.6	99.6	0.00	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	99.9	99.9	0.00	0.00
	C	0.028	0.012	-0.028	-0.012	0.0	-0.1	99.9	99.9	0.00	0.00
Line30	A	0.020	0.008	-0.020	-0.008	0.0	-0.1	99.6	99.6	0.00	0.00
	B	0.008	0.003	-0.008	-0.003	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00
	C	0.008	0.003	-0.008	-0.003	0.0	-0.1	99.9	99.9	0.00	0.00
Line31	A	0.081	0.034	-0.081	-0.035	0.0	-0.1	99.6	99.6	0.02	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	99.9	99.9	0.00	0.00
T1	A	1.162	0.095	-1.237	-0.048	-74.2	47.0	100.0	99.8	0.19	0.00
	B	1.085	0.016	-1.115	0.024	-29.7	40.0	100.0	99.9	0.08	0.00
	C	1.192	-0.011	-1.063	0.064	129.2	52.5	100.0	100.0	0.02	0.00
						31.3	141.4				

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (3) respectivamente

SIMULACIÓN 22KV AL 50% ATARAZANA 2.

Circuito / Rama				Cable y Reactor			Transformador				
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%	Capacidad (MVA)	Carga (entrada)		Carga (salida)	
								MVA	%	MVA	%
T1	Trifásico	Transformer	A				18.000	1.768	29.5	1.905	31.8
			B				1.729	28.8	1.586	26.4	
			C				1.887	31.5	1.793	29.9	

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivamente

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	1.635	0.673	1.768	92.47 Lagging
	B	1.653	0.507	1.729	95.61 Lagging
	C	1.788	0.605	1.887	94.72 Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	1.635	0.673	1.768	92.47 Lagging
	B	1.653	0.507	1.729	95.61 Lagging
	C	1.788	0.605	1.887	94.72 Lagging
Pérdidas Aparentes:	A	-0.173	0.098		
	B	0.136	0.057		
	C	0.083	0.074		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramal

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%
Line1	Trifásico	Line	A	464.00	151.48	32.65
			B	464.00	125.81	27.11
			C	464.00	142.47	30.71

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd % Caída en Vmag	Ampieros en Entierado Devanado
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino		
Line1	A	1.814	0.582	-1.812	-0.579	1.9	3.2	99.0	98.9	0.15	0.00
	B	1.520	0.451	-1.520	-0.450	0.6	1.5	99.2	99.2	0.07	0.00
	C	1.711	0.537	-1.710	-0.534	1.6	2.6	99.1	99.0	0.13	0.00
Line2	A	0.384	0.164	-0.384	-0.164	0.3	0.0	98.9	98.8	0.09	0.00
	B	0.359	0.153	-0.359	-0.153	0.3	-0.1	99.2	99.1	0.08	0.00
	C	0.351	0.149	-0.350	-0.149	0.3	0.0	99.0	98.9	0.08	0.00
Line3	A	1.428	0.416	-1.426	-0.413	1.7	2.8	98.9	98.7	0.17	0.00
	B	1.161	0.297	-1.160	-0.296	0.5	1.1	99.2	99.1	0.07	0.00
	C	1.359	0.385	-1.358	-0.383	1.5	2.3	99.0	98.8	0.15	0.00
Line4	A	0.080	-0.161	-0.080	0.161	0.0	-0.1	98.7	98.7	0.00	0.00
	B	0.081	-0.162	-0.081	0.162	0.0	-0.1	99.1	99.1	0.00	0.00
	C	0.080	-0.161	-0.080	0.161	0.0	-0.1	98.8	98.8	0.00	0.00
Line5	A	1.346	0.574	-1.346	-0.573	0.3	0.5	98.7	98.7	0.03	0.00
	B	1.079	0.458	-1.079	-0.458	0.1	0.2	99.1	99.1	0.02	0.00
	C	1.277	0.544	-1.277	-0.543	0.3	0.4	98.8	98.8	0.03	0.00
Line6	A	0.282	0.120	-0.282	-0.120	0.1	-0.1	98.7	98.6	0.08	0.00
	B	0.132	0.056	-0.132	-0.056	0.1	-0.3	99.1	99.1	0.02	0.00
	C	0.290	0.123	-0.290	-0.123	0.3	-0.1	98.8	98.7	0.10	0.00
Line15	A	1.064	0.453	-1.063	-0.452	1.1	1.6	98.7	98.5	0.16	0.00
	B	0.947	0.402	-0.947	-0.401	0.5	0.9	99.1	99.0	0.09	0.00
	C	0.967	0.420	-0.966	-0.419	0.8	1.3	98.8	98.7	0.12	0.00
Line16	A	0.008	0.003	-0.008	-0.003	0.0	-0.2	98.5	98.5	0.00	0.00
	B	0.008	0.003	-0.008	-0.003	0.0	-0.2	99.0	99.0	0.00	0.00
	C	0.008	0.003	-0.008	-0.003	0.0	-0.1	98.7	98.7	0.00	0.00
Line17	A	0.235	0.100	-0.235	-0.100	0.0	-0.1	98.3	98.3	0.02	0.00
	B	0.137	0.058	-0.137	-0.058	0.0	-0.1	98.9	98.9	0.00	0.00
	C	0.147	0.062	-0.147	-0.063	0.0	-0.1	98.5	98.5	0.01	0.00
Line19	A	0.163	0.069	-0.163	-0.070	0.2	-0.4	98.5	98.4	0.13	0.00
	B	0.200	0.085	-0.200	-0.085	0.3	-0.4	99.0	98.9	0.13	0.00
	C	0.123	0.052	-0.123	-0.052	0.1	-0.4	98.7	98.6	0.07	0.00
Line20	A	0.892	0.379	-0.891	-0.379	0.2	0.3	98.5	98.5	0.03	0.00
	B	0.739	0.313	-0.739	-0.313	0.1	0.1	99.0	99.0	0.02	0.00
	C	0.844	0.359	-0.844	-0.359	0.2	0.2	98.7	98.6	0.03	0.00
Line21	A	0.444	0.189	-0.443	-0.189	0.3	0.1	98.4	98.3	0.10	0.00
	B	0.302	0.128	-0.302	-0.128	0.2	-0.3	99.0	98.9	0.04	0.00
	C	0.453	0.193	-0.452	-0.193	0.5	0.1	98.6	98.5	0.12	0.00
Line23	A	0.294	0.125	-0.294	-0.125	0.6	-0.2	98.5	98.3	0.21	0.00
	B	0.304	0.129	-0.304	-0.129	0.6	-0.2	99.0	98.8	0.19	0.00
	C	0.254	0.108	-0.254	-0.108	0.4	-0.3	98.6	98.5	0.16	0.00
Line24	A	0.597	0.254	-0.597	-0.254	0.2	0.2	98.5	98.4	0.05	0.00
	B	0.434	0.184	-0.434	-0.184	0.1	-0.1	99.0	99.0	0.02	0.00
	C	0.590	0.251	-0.590	-0.251	0.2	0.2	98.6	98.6	0.06	0.00
Line25	A	0.097	0.041	-0.097	-0.041	0.0	-0.2	98.4	98.4	0.04	0.00
	B	0.098	0.041	-0.098	-0.042	0.1	-0.3	99.0	98.9	0.03	0.00
	C	0.080	0.034	-0.080	-0.034	0.0	-0.2	98.6	98.6	0.03	0.00
T1	A	1.635	0.673	-1.614	-0.582	-179.5	90.5	100.0	99.0	0.96	0.00
	B	1.653	0.507	-1.520	-0.451	132.4	55.3	100.0	99.2	0.76	0.00
	C	1.788	0.605	-1.711	-0.537	76.3	68.6	100.0	99.1	0.89	0.00
						45.7	229.3				

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (3) respectivamente

SIMULACIÓN 22KV AL 50% ATARAZANA 3.

Circuito / Rama				Cable y Reactor			Transformador				
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%	Capacidad (MVA)	Carga (entrada)		Carga (salida)	
								MVA	%	MVA	%
T1	Trifásico	Transformar	A				18.000	1.936	33.3	2.092	34.9
			B				1.843	30.7	1.759	29.3	
			C				2.021	33.7	1.862	31.0	

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (3) respectivamente

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	1.847	0.582	1.936	95.38 Lagging
	B	1.797	0.411	1.843	97.49 Lagging
	C	1.970	0.453	2.021	97.46 Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	1.847	0.582	1.936	95.38 Lagging
	B	1.797	0.411	1.843	97.49 Lagging
	C	1.970	0.453	2.021	97.46 Lagging
Pérdidas Aparentes:	A	-0.183	0.109		
	B	0.075	0.072		
	C	0.154	0.073		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%
Line1	Trifásico	Line	A	464.00	170.41	36.73
			B	464.00	143.25	30.87
			C	464.00	151.63	32.68

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		V4	Amperios
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	% Caída en Vmag	en Entrecado Devanado
Line1	A	2.037	0.677	-2.035	-0.673	2.0	3.1	99.2	99.0	0.14	0.00
	B	1.725	0.541	-1.725	-0.539	0.6	1.7	99.4	99.3	0.06	0.00
	C	1.821	0.584	-1.820	-0.581	1.3	2.2	99.3	99.2	0.10	0.00
Line2	A	1.620	0.497	-1.618	-0.494	2.3	3.3	99.0	98.8	0.19	0.00
	B	1.497	0.443	-1.496	-0.441	1.0	2.3	99.3	99.2	0.11	0.00
	C	1.551	0.467	-1.549	-0.464	1.6	3.0	99.2	99.1	0.15	0.00
Line3	A	0.077	0.032	-0.077	-0.033	0.0	-0.2	98.8	98.8	0.02	0.00
	B	0.012	0.005	-0.012	-0.005	0.0	-0.3	99.2	99.2	0.00	0.00
	C	0.087	0.037	-0.087	-0.037	0.0	-0.2	99.1	99.0	0.04	0.00
Line4	A	0.225	0.095	-0.225	-0.096	0.1	-0.4	99.0	98.9	0.12	0.00
	B	0.163	0.069	-0.163	-0.069	0.2	-0.6	99.3	99.2	0.07	0.00
	C	0.246	0.104	-0.246	-0.105	0.4	-0.3	99.2	99.1	0.14	0.00
Line5	A	0.040	0.017	-0.040	-0.017	0.0	0.0	99.0	99.0	0.00	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	99.3	99.3	0.00	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	99.2	99.2	0.00	0.00
Line6	A	0.126	0.054	-0.126	-0.054	0.0	0.0	99.0	99.0	0.01	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	99.3	99.3	0.00	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	99.2	99.2	0.00	0.00
Line7	A	0.087	0.037	-0.087	-0.037	0.0	-0.2	98.8	98.8	0.03	0.00
	B	0.036	0.015	-0.036	-0.015	0.0	-0.2	99.2	99.2	0.01	0.00
	C	0.078	0.033	-0.078	-0.033	0.0	-0.2	99.1	99.0	0.03	0.00
Line8	A	1.247	0.532	-1.246	-0.530	1.4	1.8	98.8	98.7	0.16	0.00
	B	1.242	0.530	-1.241	-0.528	0.8	1.6	99.2	99.1	0.11	0.00
	C	1.196	0.510	-1.195	-0.509	0.9	1.7	99.1	98.9	0.12	0.00
Line9	A	0.133	0.057	-0.133	-0.057	0.0	0.0	98.7	98.6	0.02	0.00
	B	0.134	0.057	-0.134	-0.057	0.0	-0.1	99.1	99.1	0.01	0.00
	C	0.134	0.057	-0.134	-0.057	0.0	0.0	98.9	98.9	0.01	0.00
Line10	A	0.106	0.045	-0.106	-0.045	0.0	-0.1	98.7	98.6	0.03	0.00
	B	0.094	0.040	-0.094	-0.040	0.0	-0.2	99.1	99.1	0.02	0.00
	C	0.067	0.028	-0.067	-0.029	0.0	-0.1	98.9	98.9	0.01	0.00
Line11	A	0.767	0.326	-0.766	-0.326	0.4	0.3	98.7	98.6	0.07	0.00
	B	0.785	0.334	-0.785	-0.334	0.3	0.3	99.1	99.0	0.05	0.00
	C	0.764	0.325	-0.763	-0.325	0.3	0.4	98.9	98.9	0.06	0.00
Line12	A	0.011	0.005	-0.011	-0.005	0.0	-0.1	98.6	98.6	0.00	0.00
	B	0.024	0.010	-0.024	-0.010	0.0	-0.1	99.0	99.0	0.00	0.00
	C	0.110	0.047	-0.110	-0.047	0.0	0.0	98.9	98.9	0.01	0.00
Line13	A	0.755	0.321	-0.754	-0.321	0.6	0.2	98.6	98.5	0.08	0.00
	B	0.749	0.319	-0.749	-0.319	0.4	0.2	99.0	99.0	0.06	0.00
	C	0.654	0.278	-0.653	-0.278	0.3	0.1	98.9	98.8	0.06	0.00
Line14	A	0.267	0.114	-0.267	-0.114	0.1	0.0	98.5	98.5	0.03	0.00
	B	0.279	0.119	-0.278	-0.119	0.1	0.0	99.0	98.9	0.03	0.00
	C	0.259	0.110	-0.259	-0.110	0.1	0.0	98.8	98.8	0.03	0.00
Line15	A	0.448	0.190	-0.448	-0.190	0.1	0.0	98.5	98.5	0.03	0.00
	B	0.420	0.179	-0.420	-0.179	0.0	0.0	99.0	99.0	0.02	0.00
	C	0.364	0.155	-0.363	-0.155	0.0	-0.1	98.8	98.8	0.02	0.00
Line16	A	0.153	0.065	-0.153	-0.065	0.0	-0.1	98.5	98.5	0.02	0.00
	B	0.139	0.059	-0.139	-0.059	0.0	-0.1	99.0	98.9	0.02	0.00
	C	0.115	0.049	-0.115	-0.049	0.0	-0.1	98.8	98.8	0.01	0.00
Line17	A	0.270	0.115	-0.270	-0.115	0.2	-0.1	98.5	98.4	0.06	0.00
	B	0.256	0.109	-0.256	-0.109	0.1	-0.1	99.0	98.9	0.05	0.00
	C	0.224	0.095	-0.224	-0.095	0.1	-0.1	98.8	98.8	0.05	0.00
T1	A	1.847	0.582	-2.037	-0.480	-190.1	101.6	100.0	99.2	0.85	0.00
	B	1.797	0.411	-1.725	-0.343	71.8	67.1	100.0	99.4	0.63	0.00
	C	1.970	0.453	-1.821	-0.386	148.6	66.6	100.0	99.3	0.70	0.00
						46.3	253.3				

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivamente

SIMULACIÓN 22KV AL 100% ATARAZANA 1.

Circuito / Rama				Cable y Reactor			Transformador				
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%	Capacidad (MVA)	Carga (entrada)		Carga (salida)	
								MVA	%	MVA	%
T1	Trifásico	Transformer	A				18.000	2.337	38.9	2.454	40.9
			B					2.156	35.9	2.198	36.6
			C					2.350	39.2	2.090	34.8

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivam

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	2.237	0.675	2.337	95.74 Lagging
	B	2.093	0.517	2.156	97.09 Lagging
	C	2.302	0.472	2.350	97.97 Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	2.237	0.675	2.337	95.74 Lagging
	B	2.093	0.517	2.156	97.09 Lagging
	C	2.302	0.472	2.350	97.97 Lagging
Pérdidas Aparentes:	A	-0.136	0.116		
	B	-0.056	0.091		
	C	0.249	0.122		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%
				Line 1	Trifásico	Line
			B	464.00	178.19	38.40
			C	464.00	169.11	36.45

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd	Amperios
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	% Caída en Vmag	en Entrarado Devanado
Line1	A	2.386	0.769	-2.383	-0.766	2.7	3.7	99.0	98.8	0.15	0.00
	B	2.154	0.633	-2.153	-0.631	0.9	2.7	99.2	99.1	0.07	0.00
	C	2.059	0.537	-2.058	-0.534	1.2	2.4	99.3	99.2	0.09	0.00
Line3	A	-2.246	-0.705	2.248	0.708	2.4	3.3	98.7	98.8	0.14	0.00
	B	-2.017	-0.570	2.018	0.573	0.7	2.4	99.1	99.1	0.06	0.00
	C	-1.921	-0.495	1.922	0.497	1.0	2.0	99.1	99.2	0.08	0.00
Line4	A	-2.200	-0.684	2.201	0.686	1.3	1.8	98.6	98.7	0.08	0.00
	B	-1.971	-0.550	1.972	0.551	0.4	1.3	99.0	99.1	0.04	0.00
	C	-1.875	-0.474	1.876	0.475	0.6	1.1	99.1	99.1	0.04	0.00
Line5	A	-2.154	-0.664	2.155	0.665	1.2	1.6	98.5	98.6	0.07	0.00
	B	-1.971	-0.549	1.971	0.550	0.4	1.3	99.0	99.0	0.04	0.00
	C	-1.821	-0.450	1.821	0.451	0.5	1.0	99.1	99.1	0.04	0.00
Line6	A	1.960	0.581	-1.957	-0.578	2.9	3.6	98.5	98.4	0.19	0.00
	B	1.956	0.543	-1.954	-0.539	1.4	3.6	99.0	98.9	0.12	0.00
	C	1.806	0.444	-1.804	-0.441	1.3	3.0	99.1	99.0	0.11	0.00
Line7	A	0.044	0.019	-0.044	-0.019	0.0	-0.1	98.4	98.3	0.00	0.00
	B	0.135	0.037	-0.135	-0.037	0.0	-0.1	98.9	98.9	0.01	0.00
	C	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.1	99.0	99.0	0.00	0.00
Line8	A	0.205	0.087	-0.206	-0.088	0.0	-0.2	98.4	98.3	0.02	0.00
	B	0.188	0.080	-0.188	-0.080	0.0	-0.2	98.9	98.9	0.01	0.00
	C	0.199	0.085	-0.199	-0.085	0.0	-0.1	99.0	98.9	0.01	0.00
Line10	A	1.707	0.472	-1.707	-0.471	0.1	0.2	98.4	98.3	0.01	0.00
	B	1.632	0.402	-1.632	-0.402	0.1	0.1	98.9	98.9	0.01	0.00
	C	1.515	0.318	-1.515	-0.318	0.1	0.1	99.0	99.0	0.01	0.00
Line11	A	0.330	0.140	-0.330	-0.140	0.0	0.0	98.3	98.3	0.01	0.00
	B	0.244	0.104	-0.244	-0.104	0.0	-0.1	98.9	98.9	0.00	0.00
	C	0.244	0.104	-0.244	-0.104	0.0	-0.1	99.0	98.9	0.01	0.00
Line12	A	0.100	0.042	-0.100	-0.043	0.0	-0.1	98.3	98.3	0.01	0.00
	B	0.011	0.005	-0.011	-0.005	0.0	-0.1	98.9	98.9	0.00	0.00
	C	0.011	0.005	-0.011	-0.005	0.0	-0.1	98.9	98.9	0.00	0.00
Line13	A	1.333	0.602	-1.332	-0.601	0.8	1.1	98.3	98.3	0.08	0.00
	B	1.163	0.496	-1.163	-0.495	0.3	0.6	98.9	98.8	0.04	0.00
	C	1.226	0.489	-1.225	-0.488	0.5	0.8	99.0	98.9	0.06	0.00
Line14	A	0.139	0.093	-0.139	-0.093	0.0	-0.1	98.3	98.3	0.00	0.00
	B	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.1	98.8	98.8	0.00	0.00
	C	0.166	0.037	-0.166	-0.037	0.0	-0.1	98.9	98.9	0.00	0.00
Line15	A	0.095	0.074	-0.095	-0.074	0.0	0.0	98.3	98.3	0.00	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	98.8	98.8	0.00	0.00
	C	0.121	0.018	-0.121	-0.018	0.0	0.0	98.9	98.9	0.00	0.00
Line16	A	0.044	0.019	-0.044	-0.019	0.0	-0.1	98.3	98.3	0.00	0.00
	B	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.1	98.8	98.8	0.00	0.00
	C	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.1	98.9	98.9	0.00	0.00

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd	Amperios
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvAr	Origen	Destino	% Caída en Vmag	en Entendido Devanado
Line18	A	1.193	0.508	-1.192	-0.507	0.7	0.8	98.3	98.2	0.08	0.00
	B	1.118	0.476	-1.118	-0.475	0.3	0.6	98.8	98.8	0.04	0.00
	C	1.060	0.451	-1.060	-0.451	0.4	0.6	98.9	98.8	0.05	0.00
Line19	A	0.394	0.168	-0.394	-0.168	0.3	0.1	98.2	98.1	0.10	0.00
	B	0.226	0.096	-0.226	-0.096	0.1	-0.3	98.8	98.8	0.03	0.00
	C	0.343	0.146	-0.343	-0.146	0.3	-0.1	98.8	98.7	0.10	0.00
Line20	A	0.394	0.168	-0.394	-0.168	0.2	0.0	98.1	98.0	0.06	0.00
	B	0.226	0.096	-0.226	-0.096	0.1	-0.1	98.8	98.7	0.03	0.00
	C	0.343	0.146	-0.343	-0.146	0.2	0.0	98.7	98.7	0.06	0.00
Line21	A	0.709	0.302	-0.709	-0.302	0.1	0.1	98.2	98.2	0.03	0.00
	B	0.801	0.341	-0.801	-0.341	0.1	0.2	98.8	98.8	0.02	0.00
	C	0.618	0.263	-0.617	-0.263	0.0	0.1	98.8	98.8	0.01	0.00
Line22	A	0.177	0.075	-0.177	-0.075	0.0	0.0	98.2	98.1	0.01	0.00
	B	0.090	0.038	-0.090	-0.038	0.0	0.0	98.8	98.8	0.00	0.00
	C	0.157	0.067	-0.157	-0.067	0.0	0.0	98.8	98.8	0.01	0.00
Line23	A	0.085	0.036	-0.085	-0.036	0.0	-0.1	98.1	98.1	0.01	0.00
	B	0.041	0.017	-0.041	-0.018	0.0	-0.1	98.8	98.8	0.00	0.00
	C	0.041	0.018	-0.041	-0.018	0.0	-0.1	98.8	98.8	0.00	0.00
Line24	A	0.081	0.035	-0.081	-0.035	0.0	-0.1	98.1	98.1	0.00	0.00
	B	0.037	0.016	-0.037	-0.016	0.0	-0.1	98.8	98.8	0.00	0.00
	C	0.105	0.045	-0.105	-0.045	0.0	-0.1	98.8	98.8	0.01	0.00
Line25	A	0.192	0.082	-0.192	-0.082	0.0	-0.1	98.2	98.1	0.01	0.00
	B	0.329	0.140	-0.329	-0.140	0.0	-0.1	98.8	98.7	0.02	0.00
	C	0.150	0.064	-0.150	-0.064	0.0	-0.1	98.8	98.8	0.00	0.00
Line26	A	0.340	0.145	-0.340	-0.145	0.0	-0.1	98.2	98.1	0.03	0.00
	B	0.382	0.163	-0.382	-0.163	0.1	-0.1	98.8	98.7	0.02	0.00
	C	0.310	0.132	-0.310	-0.132	0.0	-0.1	98.8	98.8	0.02	0.00
Line27	A	0.135	0.057	-0.135	-0.057	0.0	0.0	98.8	98.8	0.01	0.00
	B	0.136	0.058	-0.136	-0.058	0.0	0.0	99.1	99.1	0.01	0.00
	C	0.136	0.058	-0.136	-0.058	0.0	0.0	99.2	99.2	0.01	0.00
Line28	A	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.1	98.7	98.7	0.00	0.00
	B	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.1	99.1	99.1	0.00	0.00
	C	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	0.0	99.1	99.1	0.00	0.00
Line29	A	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.1	98.6	98.6	0.00	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	99.0	99.0	0.00	0.00
	C	0.054	0.023	-0.054	-0.023	0.0	-0.1	99.1	99.1	0.01	0.00
Line30	A	0.037	0.016	-0.037	-0.016	0.0	-0.1	98.5	98.5	0.00	0.00
	B	0.015	0.006	-0.015	-0.006	0.0	-0.1	99.0	99.0	0.00	0.00
	C	0.015	0.006	-0.015	-0.006	0.0	-0.1	99.1	99.1	0.00	0.00
Line31	A	0.156	0.066	-0.156	-0.067	0.1	-0.1	98.5	98.5	0.04	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	99.0	99.0	0.01	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	99.1	99.1	0.00	0.00
T1	A	2.237	0.675	-2.386	-0.574	-148.8	101.4	100.0	99.0	1.01	0.00
	B	2.093	0.517	-2.154	-0.436	-60.6	80.4	100.0	99.2	0.80	0.00
	C	2.302	0.472	-2.059	-0.360	242.9	112.0	100.0	99.3	0.69	0.00
						57.5	329.6				

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (0) respectivamente

SIMULACIÓN 22KV AL 100% ATARAZANA 2.

Circuito / Rama				Cable y Reactor			Transformador				
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%	Capacidad (MVA)	Carga (entrada)		Carga (salida)	
								MVA	%	MVA	%
T1	Trifásico	Transformer	A				18.000	3.491	58.2	3.717	61.9
			B				3.407	56.8	3.119	52.0	
			C				3.712	61.9	3.503	58.4	

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivamente

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	3.130	1.545	3.491	89.67 Lagging
	B	3.177	1.230	3.407	93.26 Lagging
	C	3.427	1.428	3.712	92.30 Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	3.130	1.545	3.491	89.67 Lagging
	B	3.177	1.230	3.407	93.26 Lagging
	C	3.427	1.428	3.712	92.30 Lagging
Pérdidas Aparentes:	A	-0.316	0.266		
	B	0.259	0.178		
	C	0.170	0.230		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga	
					Amp	%
Line1	Trifásico	Line	A	464.00	299.13	64.47
			B	464.00	249.98	53.88
			C	464.00	281.49	60.67

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tension Barr		Vd	Amparos
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	% Caída en Vmag	en Entrerado Divanado
Line1	A	3.475	1.319	-3.467	-1.305	7.7	13.2	97.8	97.5	0.32	0.00
	B	2.930	1.070	-2.928	-1.063	2.4	6.9	98.2	98.1	0.15	0.00
	C	3.280	1.230	-3.274	-1.219	6.0	10.9	98.0	97.7	0.27	0.00
Line2	A	0.732	0.312	-0.730	-0.311	1.3	0.4	97.5	97.3	0.18	0.00
	B	0.688	0.293	-0.687	-0.293	1.0	0.3	98.1	97.9	0.15	0.00
	C	0.669	0.285	-0.668	-0.285	1.1	0.3	97.7	97.6	0.15	0.00
Line3	A	2.736	0.994	-2.729	-0.982	6.8	12.1	97.5	97.2	0.36	0.00
	B	2.240	0.770	-2.238	-0.765	1.9	5.5	98.1	97.9	0.15	0.00
	C	2.605	0.934	-2.599	-0.924	5.9	10.1	97.7	97.4	0.32	0.00
Line4	A	0.152	-0.124	-0.152	0.124	0.0	-0.1	97.2	97.1	0.00	0.00
	B	0.154	-0.126	-0.154	0.126	0.0	-0.1	97.9	97.9	0.00	0.00
	C	0.153	-0.125	-0.153	0.125	0.0	-0.1	97.4	97.4	0.00	0.00
Line5	A	2.577	1.106	-2.576	-1.104	1.2	2.1	97.2	97.1	0.07	0.00
	B	2.084	0.891	-2.083	-0.890	0.3	0.9	97.9	97.9	0.03	0.00
	C	2.446	1.049	-2.445	-1.047	1.0	1.8	97.4	97.3	0.06	0.00
Line6	A	0.543	0.232	-0.543	-0.231	0.7	0.4	97.1	96.9	0.15	0.00
	B	0.256	0.109	-0.256	-0.109	0.1	-0.3	97.9	97.9	0.04	0.00
	C	0.561	0.239	-0.560	-0.239	1.1	0.4	97.3	97.1	0.19	0.00
Line15	A	2.032	0.872	-2.028	-0.865	4.5	6.9	97.1	96.8	0.31	0.00
	B	1.827	0.781	-1.826	-0.777	1.7	4.4	97.9	97.7	0.17	0.00
	C	1.884	0.808	-1.881	-0.802	3.0	5.6	97.3	97.1	0.24	0.00
Line16	A	0.014	0.006	-0.014	-0.006	0.0	-0.1	96.8	96.8	0.00	0.00
	B	0.015	0.006	-0.015	-0.006	0.0	-0.2	97.7	97.7	0.00	0.00
	C	0.014	0.006	-0.014	-0.006	0.0	-0.1	97.1	97.1	0.00	0.00
Line17	A	0.449	0.191	-0.449	-0.191	0.1	0.1	96.4	96.4	0.04	0.00
	B	0.263	0.112	-0.263	-0.112	0.0	-0.1	97.6	97.6	0.01	0.00
	C	0.280	0.119	-0.279	-0.119	0.1	-0.1	96.7	96.7	0.02	0.00
Line19	A	0.315	0.134	-0.314	-0.134	0.8	-0.2	96.8	96.5	0.25	0.00
	B	0.389	0.166	-0.388	-0.165	1.0	0.1	97.7	97.5	0.26	0.00
	C	0.238	0.101	-0.237	-0.101	0.3	-0.3	97.1	97.0	0.13	0.00
Line20	A	1.699	0.726	-1.698	-0.724	0.7	1.3	96.8	96.7	0.06	0.00
	B	1.422	0.605	-1.421	-0.605	0.2	0.6	97.7	97.7	0.03	0.00
	C	1.608	0.686	-1.607	-0.685	0.6	1.0	97.1	97.0	0.06	0.00
Line21	A	0.842	0.359	-0.841	-0.358	1.3	1.4	96.6	96.4	0.20	0.00
	B	0.577	0.246	-0.577	-0.246	0.5	0.0	97.7	97.6	0.09	0.00
	C	0.859	0.366	-0.857	-0.365	1.7	1.3	96.9	96.7	0.23	0.00
Line23	A	0.566	0.240	-0.563	-0.240	2.4	0.5	96.7	96.3	0.42	0.00
	B	0.592	0.252	-0.590	-0.251	2.2	0.6	97.7	97.3	0.37	0.00
	C	0.488	0.208	-0.487	-0.207	1.5	0.3	97.0	96.7	0.30	0.00
Line24	A	1.132	0.484	-1.131	-0.483	0.7	1.4	96.7	96.6	0.10	0.00
	B	0.830	0.353	-0.829	-0.353	0.2	0.2	97.7	97.7	0.04	0.00
	C	1.119	0.478	-1.118	-0.476	0.9	1.2	97.0	96.9	0.11	0.00
Line25	A	0.182	0.077	-0.182	-0.078	0.1	-0.2	96.6	96.5	0.07	0.00
	B	0.186	0.079	-0.186	-0.079	0.1	-0.2	97.7	97.6	0.06	0.00
	C	0.151	0.064	-0.151	-0.064	0.1	-0.2	96.9	96.9	0.05	0.00
T1	A	3.130	1.545	-3.475	-1.319	-344.8	226.4	100.0	97.8	2.18	0.00
	B	3.177	1.230	-2.930	-1.070	247.1	159.8	100.0	98.2	1.76	0.00
	C	3.427	1.428	-3.280	-1.230	146.6	198.3	100.0	98.0	2.03	0.00
						112.4	674.4				

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (0) respectivamente

SIMULACIÓN 22KV AL 100% ATARAZANA 3.

Circuito / Rama				Cable y Reactor			Transformador				
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%	Capacidad (MVA)	Carga (entrada)		Carga (salida)	
								MVA	%	MVA	%
T1	Trifásico	Transformer	A				18.000	3.860	64.3	4.102	68.4
			B				3.662	61.0	3.473	57.9	
			C				4.002	66.7	3.666	61.1	

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga
Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivam

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	3.526	1.572	3.860	91.33 Lagging
	B	3.445	1.241	3.662	94.08 Lagging
	C	3.772	1.337	4.002	94.25 Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	3.526	1.572	3.860	91.33 Lagging
	B	3.445	1.241	3.662	94.08 Lagging
	C	3.772	1.337	4.002	94.25 Lagging
Pérdidas Aparentes:	A	-0.336	0.307		
	B	0.148	0.221		
	C	0.303	0.242		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%
Line1	Trifásico	Line	A	464.00	335.47	72.30
			B	464.00	283.42	61.08
			C	464.00	299.36	64.52

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd	Amperios
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	% Caída en Vmag	en Enterrado Devanado
Line1	A	3.890	1.493	-3.882	-1.481	7.8	12.5	97.8	97.5	0.28	0.00
	B	3.311	1.240	-3.309	-1.233	2.2	7.1	98.2	98.1	0.13	0.00
	C	3.488	1.319	-3.484	-1.310	5.0	9.0	98.1	97.9	0.21	0.00
Line2	A	3.089	1.143	-3.080	-1.129	9.1	13.8	97.5	97.1	0.40	0.00
	B	2.872	1.048	-2.868	-1.037	4.0	10.1	98.1	97.9	0.23	0.00
	C	2.966	1.090	-2.960	-1.077	6.2	12.6	97.9	97.6	0.32	0.00
Line3	A	0.147	0.063	-0.147	-0.063	0.0	-0.2	97.1	97.1	0.05	0.00
	B	0.022	0.009	-0.022	-0.009	0.0	-0.3	97.9	97.9	0.00	0.00
	C	0.168	0.071	-0.168	-0.072	0.1	-0.2	97.6	97.5	0.07	0.00
Line4	A	0.433	0.184	-0.432	-0.184	0.8	0.2	97.3	97.3	0.23	0.00
	B	0.315	0.133	-0.314	-0.134	0.5	-0.4	98.1	98.0	0.13	0.00
	C	0.474	0.202	-0.472	-0.201	1.3	0.3	97.9	97.6	0.28	0.00
Line5	A	0.077	0.033	-0.077	-0.033	0.0	0.0	97.5	97.5	0.00	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	98.1	98.1	0.00	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	97.9	97.9	0.00	0.00
Line6	A	0.240	0.102	-0.240	-0.102	0.1	0.0	97.5	97.5	0.02	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	98.1	98.1	0.01	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	97.9	97.9	0.00	0.00
Line7	A	0.167	0.071	-0.167	-0.071	0.1	-0.2	97.1	97.1	0.05	0.00
	B	0.070	0.030	-0.070	-0.030	0.0	-0.2	97.9	97.9	0.01	0.00
	C	0.151	0.064	-0.151	-0.064	0.1	-0.2	97.6	97.5	0.05	0.00
Line8	A	2.371	1.016	-2.365	-1.009	5.6	7.5	97.1	96.8	0.31	0.00
	B	2.380	1.021	-2.377	-1.014	3.0	7.2	97.9	97.6	0.21	0.00
	C	2.280	0.979	-2.277	-0.971	3.2	7.2	97.6	97.3	0.23	0.00
Line9	A	0.251	0.107	-0.251	-0.107	0.1	0.0	96.8	96.8	0.03	0.00
	B	0.256	0.109	-0.256	-0.109	0.1	0.0	97.6	97.6	0.03	0.00
	C	0.254	0.108	-0.254	-0.108	0.1	0.0	97.3	97.3	0.03	0.00
Line10	A	0.202	0.086	-0.202	-0.086	0.1	-0.1	96.8	96.8	0.05	0.00
	B	0.182	0.077	-0.181	-0.077	0.1	-0.1	97.6	97.6	0.04	0.00
	C	0.128	0.054	-0.128	-0.055	0.0	-0.1	97.3	97.3	0.03	0.00
Line11	A	1.456	0.622	-1.454	-0.620	1.5	1.9	96.8	96.7	0.14	0.00
	B	1.505	0.643	-1.504	-0.641	1.0	2.0	97.6	97.5	0.10	0.00
	C	1.456	0.622	-1.455	-0.620	1.0	2.1	97.3	97.2	0.11	0.00
Line12	A	0.021	0.009	-0.021	-0.009	0.0	-0.1	96.7	96.7	0.00	0.00
	B	0.046	0.020	-0.046	-0.020	0.0	-0.1	97.5	97.5	0.00	0.00
	C	0.209	0.089	-0.209	-0.089	0.0	0.0	97.2	97.2	0.02	0.00
Line13	A	1.433	0.611	-1.431	-0.609	2.2	1.2	96.7	96.5	0.16	0.00
	B	1.436	0.612	-1.434	-0.611	1.6	1.2	97.5	97.4	0.12	0.00
	C	1.246	0.531	-1.245	-0.530	1.3	0.8	97.2	97.1	0.11	0.00
Line14	A	0.504	0.215	-0.504	-0.215	0.3	0.1	96.5	96.4	0.06	0.00
	B	0.531	0.226	-0.531	-0.226	0.3	0.1	97.4	97.4	0.06	0.00
	C	0.493	0.210	-0.492	-0.210	0.3	0.1	97.1	97.1	0.05	0.00
Line15	A	0.851	0.363	-0.851	-0.362	0.4	0.4	96.5	96.4	0.06	0.00
	B	0.806	0.343	-0.806	-0.343	0.1	0.3	97.4	97.4	0.03	0.00
	C	0.695	0.296	-0.694	-0.296	0.2	0.2	97.1	97.1	0.03	0.00
Line16	A	0.295	0.125	-0.294	-0.125	0.1	0.0	96.4	96.4	0.04	0.00
	B	0.272	0.116	-0.271	-0.116	0.1	-0.1	97.4	97.4	0.03	0.00
	C	0.224	0.095	-0.224	-0.095	0.1	-0.1	97.1	97.1	0.03	0.00
Line17	A	0.511	0.217	-0.510	-0.217	0.6	0.1	96.4	96.3	0.12	0.00
	B	0.488	0.208	-0.487	-0.208	0.5	0.1	97.4	97.3	0.10	0.00
	C	0.424	0.181	-0.424	-0.181	0.4	0.0	97.1	97.0	0.09	0.00
T1	A	3.526	1.572	-3.890	-1.302	-364.3	270.2	100.0	97.8	2.21	0.00
	B	3.445	1.241	-3.311	-1.047	134.1	193.9	100.0	98.2	1.78	0.00
	C	3.772	1.337	-3.488	-1.127	284.0	210.5	100.0	98.1	1.91	0.00
						114.9	770.2				

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivamente

SIMULACIÓN 36KV AL 50% ATARAZANA 1.

Circuito / Rama				Cable y Reactor			Transformador				
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%	Capacidad (MVA)	Carga (entrada)		Carga (salida)	
								MVA	%	MVA	%
T1	Trifásico	Transformer	A				18.000	1.168	19.5	1.240	20.7
			B				1.088	18.1	1.117	18.6	
			C				1.194	19.9	1.067	17.8	

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivamente

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	1.165	0.088	1.168	99.72 Lagging
	B	1.087	0.009	1.088	100.00 Lagging
	C	1.194	-0.018	1.194	99.99 Leading
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	1.165	0.088	1.168	99.72 Lagging
	B	1.087	0.009	1.088	100.00 Lagging
	C	1.194	-0.018	1.194	99.99 Leading
Pérdidas Aparentes:	A	-0.074	0.040		
	B	-0.028	0.033		
	C	0.130	0.046		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga	
					Amp	%
Line1	Trifásico	Line	A	464.00	60.84	13.11
			B	464.00	54.39	11.72
			C	464.00	51.60	11.12

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd	Amperios
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	% Caída en Viaje	en Entendido Derivado
Line1	A	1.239	0.240	-1.239	-0.240	0.2	-0.1	99.8	99.8	0.03	0.00
	B	1.117	0.168	-1.117	-0.169	0.1	-0.2	99.9	99.9	0.01	0.00
	C	1.065	0.130	-1.064	-0.130	0.1	-0.2	100.0	100.0	0.01	0.00
Line3	A	-1.169	-0.210	1.169	0.210	0.2	-0.1	99.8	99.8	0.02	0.00
	B	-1.046	-0.139	1.046	0.139	0.1	-0.2	99.9	99.9	0.01	0.00
	C	-0.994	-0.100	0.994	0.100	0.1	-0.2	100.0	100.0	0.01	0.00
Line4	A	-1.145	-0.201	1.145	0.201	0.1	-0.1	99.8	99.8	0.01	0.00
	B	-1.023	-0.129	1.023	0.129	0.1	-0.1	99.9	99.9	0.01	0.00
	C	-0.970	-0.090	0.970	0.090	0.1	-0.1	100.0	100.0	0.01	0.00
Line5	A	-1.122	-0.191	1.122	0.191	0.1	-0.1	99.7	99.8	0.01	0.00
	B	-1.023	-0.129	1.023	0.129	0.1	-0.1	99.9	99.9	0.01	0.00
	C	-0.943	-0.079	0.943	0.079	0.1	-0.1	100.0	100.0	0.01	0.00
Line6	A	1.021	0.149	-1.021	-0.149	0.2	-0.3	99.7	99.7	0.03	0.00
	B	1.015	0.127	-1.014	-0.127	0.2	-0.4	99.9	99.9	0.02	0.00
	C	0.935	0.076	-0.934	-0.076	0.2	-0.3	100.0	99.9	0.01	0.00
Line7	A	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	-0.2	99.7	99.7	0.00	0.00
	B	0.070	0.030	-0.070	-0.030	0.0	-0.2	99.9	99.9	0.00	0.00
	C	0.024	0.010	-0.024	-0.010	0.0	-0.2	99.9	99.9	0.00	0.00
Line8	A	0.106	0.045	-0.106	-0.045	-0.1	-0.5	99.7	99.7	0.00	0.00
	B	0.097	0.041	-0.097	-0.041	0.1	-0.6	99.9	99.9	0.00	0.00
	C	0.102	0.043	-0.102	-0.044	0.0	-0.5	99.9	99.9	0.00	0.00
Line10	A	0.891	0.094	-0.891	-0.094	0.0	0.0	99.7	99.7	0.00	0.00
	B	0.847	0.057	-0.847	-0.057	0.0	0.0	99.9	99.9	0.00	0.00
	C	0.785	0.013	-0.785	-0.013	0.0	0.0	99.9	99.9	0.00	0.00
Line11	A	0.173	0.073	-0.173	-0.073	0.0	-0.3	99.7	99.7	0.00	0.00
	B	0.127	0.053	-0.127	-0.054	0.0	-0.3	99.9	99.9	0.00	0.00
	C	0.127	0.053	-0.127	-0.054	0.0	-0.2	99.9	99.9	0.00	0.00
Line12	A	0.052	0.022	-0.052	-0.022	-0.1	-0.4	99.7	99.7	0.00	0.00
	B	0.006	0.002	-0.006	-0.002	0.0	-0.4	99.9	99.9	0.00	0.00
	C	0.006	0.002	-0.006	-0.002	0.0	-0.3	99.9	99.9	0.00	0.00
Line13	A	0.695	0.310	-0.695	-0.310	0.0	-0.3	99.7	99.7	0.02	0.00
	B	0.603	0.253	-0.603	-0.253	0.1	-0.4	99.9	99.9	0.01	0.00
	C	0.634	0.249	-0.634	-0.249	0.1	-0.3	99.9	99.9	0.01	0.00
Line14	A	0.072	0.048	-0.072	-0.048	0.0	-0.2	99.7	99.7	0.00	0.00
	B	0.023	0.009	-0.023	-0.010	0.0	-0.2	99.9	99.9	0.00	0.00
	C	0.085	0.018	-0.085	-0.019	0.0	-0.2	99.9	99.9	0.00	0.00
Line15	A	0.049	0.038	-0.049	-0.038	0.0	-0.1	99.7	99.7	0.00	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	99.9	99.9	0.00	0.00
	C	0.062	0.009	-0.062	-0.009	0.0	-0.1	99.9	99.9	0.00	0.00
Line16	A	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	-0.3	99.7	99.7	0.00	0.00
	B	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	-0.3	99.9	99.9	0.00	0.00
	C	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	-0.2	99.9	99.9	0.00	0.00

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd	Amparos	
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	% Caída en Vmag	en Entendido Devanado	
Line18	A	0.622	0.262	-0.622	-0.263	0.0	-0.3	99.7	99.7	0.01	0.00	
	B	0.580	0.244	-0.580	-0.244	0.1	-0.4	99.9	99.9	0.01	0.00	
	C	0.549	0.231	-0.549	-0.231	0.1	-0.3	99.9	99.9	0.01	0.00	
Line19	A	0.204	0.086	-0.204	-0.086	-0.1	-0.7	99.7	99.7	0.02	0.00	
	B	0.116	0.048	-0.116	-0.049	0.1	-0.8	99.9	99.9	0.01	0.00	
Line20	C	0.176	0.074	-0.176	-0.075	0.1	-0.7	99.9	99.9	0.02	0.00	
	A	0.204	0.086	-0.204	-0.087	0.0	-0.3	99.7	99.7	0.01	0.00	
Line21	B	0.116	0.049	-0.116	-0.049	0.0	-0.3	99.9	99.9	0.00	0.00	
	C	0.176	0.075	-0.176	-0.075	0.0	-0.3	99.9	99.9	0.01	0.00	
Line22	A	0.372	0.157	-0.372	-0.157	0.0	-0.2	99.7	99.7	0.00	0.00	
	B	0.417	0.176	-0.417	-0.176	0.0	-0.2	99.9	99.9	0.00	0.00	
Line23	C	0.322	0.136	-0.322	-0.136	0.0	-0.2	99.9	99.9	0.00	0.00	
	A	0.093	0.039	-0.093	-0.039	0.0	-0.1	99.7	99.7	0.00	0.00	
Line24	B	0.047	0.019	-0.047	-0.020	0.0	-0.1	99.9	99.9	0.00	0.00	
	C	0.082	0.034	-0.082	-0.035	0.0	-0.1	99.9	99.9	0.00	0.00	
Line25	A	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.3	99.7	99.7	0.00	0.00	
	B	0.022	0.009	-0.022	-0.009	0.0	-0.3	99.9	99.9	0.00	0.00	
Line26	C	0.022	0.009	-0.022	-0.009	0.0	-0.2	99.9	99.9	0.00	0.00	
	A	0.043	0.018	-0.043	-0.018	0.0	-0.2	99.7	99.7	0.00	0.00	
Line27	B	0.020	0.008	-0.020	-0.008	0.0	-0.2	99.9	99.9	0.00	0.00	
	C	0.055	0.023	-0.055	-0.023	0.0	-0.2	99.9	99.9	0.00	0.00	
Line28	A	0.101	0.043	-0.101	-0.043	-0.1	-0.4	99.7	99.7	0.00	0.00	
	B	0.172	0.073	-0.172	-0.073	0.0	-0.4	99.9	99.9	0.00	0.00	
Line29	C	0.078	0.033	-0.078	-0.033	0.0	-0.3	99.9	99.9	0.00	0.00	
	A	0.178	0.075	-0.178	-0.076	-0.1	-0.5	99.7	99.7	0.01	0.00	
Line30	B	0.199	0.084	-0.198	-0.085	0.1	-0.5	99.9	99.9	0.00	0.00	
	C	0.162	0.068	-0.161	-0.069	0.0	-0.4	99.9	99.9	0.00	0.00	
Line31	A	0.070	0.030	-0.070	-0.030	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00	
	B	0.070	0.030	-0.070	-0.030	0.0	-0.1	99.9	99.9	0.00	0.00	
Line32	C	0.071	0.030	-0.070	-0.030	0.0	-0.1	100.0	100.0	0.00	0.00	
	A	0.023	0.010	-0.024	-0.010	0.0	-0.1	99.8	99.8	0.00	0.00	
Line33	B	0.024	0.010	-0.024	-0.010	0.0	-0.2	99.9	99.9	0.00	0.00	
	C	0.024	0.010	-0.024	-0.010	0.0	-0.1	100.0	100.0	0.00	0.00	
Line34	A	0.023	0.010	-0.023	-0.010	0.0	-0.2	99.8	99.8	0.00	0.00	
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.2	99.9	99.9	0.00	0.00	
Line35	C	0.028	0.012	-0.028	-0.012	0.0	-0.2	100.0	100.0	0.00	0.00	
	A	0.020	0.008	-0.020	-0.008	0.0	-0.2	99.7	99.7	0.00	0.00	
Line36	B	0.008	0.003	-0.008	-0.003	0.0	-0.3	99.9	99.9	0.00	0.00	
	C	0.008	0.003	-0.008	-0.003	0.0	-0.2	100.0	100.0	0.00	0.00	
Line37	A	0.081	0.034	-0.081	-0.035	0.0	-0.3	99.7	99.7	0.01	0.00	
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.3	99.9	99.9	0.00	0.00	
Line38	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.3	100.0	100.0	0.00	0.00	
	A	1.165	0.088	-1.239	-0.041	-74.5	46.9	100.0	99.8	0.18	0.00	
T1	B	1.087	0.009	-1.117	0.031	-29.5	40.8	100.0	99.9	0.07	0.00	
	C	1.194	-0.018	-1.065	0.070	129.3	52.0	100.0	100.0	0.01	0.00	
							27.6	118.7				

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (3) respectivamente

SIMULACIÓN 36KV AL 50% ATARAZANA 2.

Circuito / Rama				Cable y Reactor			Transformador				
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%	Capacidad (MVA)	Carga (entrada)		Carga (salida)	
								MVA	%	MVA	%
T1	Trifásico	Transformer	A				18.000	1.771	29.5	1.910	31.8
			B				1.732	28.9	1.588	26.5	
			C				1.891	31.5	1.798	30.0	

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga
Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (3) respectivamente

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	1.641	0.665	1.771	92.67 Lagging
	B	1.659	0.498	1.732	95.77 Lagging
	C	1.795	0.597	1.891	94.88 Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	1.641	0.665	1.771	92.67 Lagging
	B	1.659	0.498	1.732	95.77 Lagging
	C	1.795	0.597	1.891	94.88 Lagging
Pérdidas Aparentes:	A	-0.180	0.086		
	B	0.136	0.046		
	C	0.079	0.063		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%
Line1	Trifásico	Line	A	464.00	92.79	20.00
			B	464.00	76.97	16.59
			C	464.00	87.28	18.81

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd % Caída en Vmag	Ampieros en Entrecero Derivado
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino		
Line1	A	1.822	0.574	-1.821	-0.573	0.6	0.7	99.0	99.0	0.06	0.00
	B	1.525	0.443	-1.524	-0.443	0.3	0.0	99.3	99.2	0.02	0.00
	C	1.718	0.529	-1.718	-0.529	0.6	0.5	99.1	99.1	0.05	0.00
Line2	A	0.385	0.164	-0.385	-0.164	0.1	-0.4	99.0	99.0	0.04	0.00
	B	0.360	0.153	-0.359	-0.153	0.1	-0.4	99.2	99.2	0.03	0.00
	C	0.351	0.149	-0.351	-0.150	0.1	-0.4	99.1	99.0	0.03	0.00
Line3	A	1.436	0.409	-1.435	-0.409	0.5	0.3	99.0	98.9	0.06	0.00
	B	1.165	0.290	-1.165	-0.291	0.3	-0.5	99.2	99.2	0.02	0.00
	C	1.366	0.379	-1.366	-0.379	0.6	0.1	99.1	99.0	0.06	0.00
Line4	A	0.080	-0.162	-0.080	0.161	0.0	-0.2	98.9	98.9	0.00	0.00
	B	0.081	-0.163	-0.081	0.162	0.0	-0.2	99.2	99.2	0.00	0.00
	C	0.081	-0.162	-0.081	0.162	0.0	-0.2	99.0	99.0	0.00	0.00
Line5	A	1.355	0.571	-1.355	-0.571	0.1	0.0	98.9	98.9	0.01	0.00
	B	1.084	0.454	-1.084	-0.454	0.0	-0.1	99.2	99.2	0.01	0.00
	C	1.285	0.541	-1.285	-0.541	0.1	0.0	99.0	99.0	0.01	0.00
Line6	A	0.284	0.120	-0.284	-0.121	0.0	-0.8	98.9	98.9	0.03	0.00
	B	0.133	0.056	-0.132	-0.056	0.1	-0.9	99.2	99.2	0.01	0.00
	C	0.291	0.123	-0.291	-0.124	0.1	-0.7	99.0	99.0	0.04	0.00
Line15	A	1.071	0.451	-1.071	-0.451	0.3	-0.3	98.9	98.9	0.06	0.00
	B	0.951	0.398	-0.951	-0.399	0.3	-0.6	99.2	99.2	0.03	0.00
	C	0.994	0.418	-0.993	-0.418	0.4	-0.3	99.0	99.0	0.05	0.00
Line16	A	0.008	0.003	-0.008	-0.003	-0.1	-0.4	98.9	98.9	0.00	0.00
	B	0.008	0.003	-0.008	-0.003	0.0	-0.4	99.2	99.2	0.00	0.00
	C	0.008	0.003	-0.008	-0.003	0.0	-0.4	99.0	99.0	0.00	0.00
Line17	A	0.238	0.101	-0.238	-0.101	0.0	-0.3	98.8	98.8	0.01	0.00
	B	0.138	0.058	-0.138	-0.059	0.0	-0.3	99.1	99.1	0.00	0.00
	C	0.148	0.063	-0.148	-0.063	0.0	-0.3	98.9	98.9	0.00	0.00
Line19	A	0.165	0.069	-0.165	-0.070	-0.1	-1.3	98.9	98.8	0.05	0.00
	B	0.201	0.084	-0.201	-0.086	0.2	-1.4	99.2	99.1	0.05	0.00
	C	0.124	0.051	-0.124	-0.053	0.1	-1.2	99.0	98.9	0.03	0.00
Line20	A	0.899	0.379	-0.899	-0.379	0.0	-0.1	98.9	98.8	0.01	0.00
	B	0.742	0.312	-0.742	-0.312	0.0	-0.2	99.2	99.2	0.01	0.00
	C	0.850	0.359	-0.850	-0.359	0.1	-0.1	99.0	98.9	0.01	0.00
Line21	A	0.447	0.190	-0.447	-0.190	0.0	-0.8	98.8	98.8	0.04	0.00
	B	0.303	0.128	-0.303	-0.129	0.1	-1.0	99.2	99.1	0.02	0.00
	C	0.456	0.193	-0.456	-0.194	0.2	-0.7	98.9	98.9	0.04	0.00
Line23	A	0.297	0.125	-0.296	-0.126	0.1	-1.2	98.8	98.8	0.08	0.00
	B	0.306	0.129	-0.306	-0.130	0.3	-1.3	99.2	99.1	0.07	0.00
	C	0.256	0.108	-0.256	-0.109	0.2	-1.1	98.9	98.9	0.06	0.00
Line24	A	0.602	0.254	-0.602	-0.255	0.0	-0.5	98.8	98.8	0.02	0.00
	B	0.436	0.183	-0.436	-0.184	0.1	-0.6	99.2	99.2	0.01	0.00
	C	0.594	0.251	-0.594	-0.251	0.1	-0.4	98.9	98.9	0.02	0.00
Line25	A	0.097	0.041	-0.097	-0.042	-0.1	-0.7	98.8	98.8	0.01	0.00
	B	0.098	0.041	-0.098	-0.042	0.1	-0.7	99.2	99.1	0.01	0.00
	C	0.080	0.034	-0.080	-0.034	0.0	-0.6	98.9	98.9	0.01	0.00
T1	A	1.641	0.665	-1.822	-0.574	-181.0	91.6	100.0	99.0	0.95	0.00
	B	1.659	0.498	-1.525	-0.443	134.0	55.0	100.0	99.3	0.74	0.00
	C	1.795	0.597	-1.718	-0.529	76.2	68.3	100.0	99.1	0.88	0.00
						35.4	194.5				

SIMULACIÓN 36KV AL 50% ATARAZANA 3.

Circuito / Rama				Cable y Reactor			Transformador				
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%	Capacidad (MVA)	Carga (entrada)		Carga (salida)	
								MVA	%	MVA	%
T1	Trifásico	Transformer	A				18.000	1.940	32.3	2.098	35.0
			B					1.848	30.8	1.763	29.4
			C					2.027	33.8	1.867	31.1

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga
Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivam

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	1.853	0.575	1.940	95.51 Lagging
	B	1.803	0.403	1.848	97.59 Lagging
	C	1.977	0.446	2.027	97.55 Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	1.853	0.575	1.940	95.51 Lagging
	B	1.803	0.403	1.848	97.59 Lagging
	C	1.977	0.446	2.027	97.55 Lagging
Pérdidas Aparentes:	A	-0.190	0.098		
	B	0.075	0.061		
	C	0.151	0.062		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%
			B	464.00	87.68	18.90
			C	464.00	92.86	20.01

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas:

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd	Amperios
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	% Caída en Vmag	en Estado Devanado
Line1	A	2.044	0.669	-2.043	-0.669	0.7	0.8	99.2	99.1	0.05	0.00
	B	1.731	0.533	-1.730	-0.533	0.2	0.2	99.4	99.4	0.02	0.00
	C	1.828	0.577	-1.827	-0.576	0.5	0.5	99.3	99.3	0.04	0.00
Line2	A	1.628	0.493	-1.627	-0.493	0.7	0.5	99.1	99.0	0.07	0.00
	B	1.503	0.438	-1.502	-0.438	0.5	0.0	99.4	99.3	0.04	0.00
	C	1.558	0.463	-1.557	-0.463	0.6	0.4	99.3	99.2	0.06	0.00
Line3	A	0.077	0.032	-0.077	-0.033	-0.1	-0.7	99.0	99.0	0.01	0.00
	B	0.012	0.004	-0.012	-0.005	0.1	-0.7	99.3	99.3	0.00	0.00
	C	0.087	0.037	-0.087	-0.037	0.0	-0.6	99.2	99.2	0.01	0.00
Line4	A	0.226	0.095	-0.226	-0.096	-0.1	-1.5	99.1	99.1	0.04	0.00
	B	0.164	0.068	-0.163	-0.070	0.2	-1.7	99.4	99.3	0.02	0.00
	C	0.247	0.104	-0.246	-0.105	0.2	-1.4	99.3	99.2	0.05	0.00
Line5	A	0.040	0.017	-0.040	-0.017	0.0	-0.1	99.1	99.1	0.00	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	99.4	99.4	0.00	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	99.3	99.3	0.00	0.00
Line6	A	0.126	0.054	-0.127	-0.054	0.0	-0.1	99.1	99.1	0.00	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	99.4	99.4	0.00	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	99.3	99.3	0.00	0.00
Line7	A	0.087	0.037	-0.087	-0.037	-0.1	-0.6	99.0	99.0	0.01	0.00
	B	0.036	0.015	-0.036	-0.015	0.0	-0.6	99.3	99.3	0.00	0.00
	C	0.078	0.033	-0.078	-0.033	0.0	-0.5	99.2	99.2	0.01	0.00
Line8	A	1.255	0.532	-1.255	-0.532	0.4	-0.1	99.0	99.0	0.06	0.00
	B	1.247	0.528	-1.247	-0.528	0.4	-0.2	99.3	99.3	0.04	0.00
	C	1.202	0.509	-1.202	-0.509	0.4	0.0	99.2	99.2	0.04	0.00
Line9	A	0.134	0.057	-0.134	-0.057	0.0	-0.1	99.0	99.0	0.01	0.00
	B	0.135	0.057	-0.135	-0.057	0.0	-0.2	99.3	99.3	0.01	0.00
	C	0.135	0.057	-0.135	-0.057	0.0	-0.1	99.2	99.2	0.01	0.00
Line10	A	0.106	0.045	-0.106	-0.045	0.0	-0.4	99.0	99.0	0.01	0.00
	B	0.095	0.040	-0.095	-0.040	0.0	-0.5	99.3	99.3	0.01	0.00
	C	0.067	0.028	-0.067	-0.029	0.0	-0.4	99.2	99.2	0.00	0.00
Line11	A	0.772	0.327	-0.772	-0.327	0.1	-0.4	99.0	99.0	0.03	0.00
	B	0.789	0.334	-0.789	-0.334	0.2	-0.4	99.3	99.3	0.02	0.00
	C	0.768	0.325	-0.768	-0.326	0.1	-0.3	99.2	99.2	0.02	0.00
Line12	A	0.011	0.005	-0.011	-0.005	0.0	-0.1	99.0	99.0	0.00	0.00
	B	0.024	0.010	-0.024	-0.010	0.0	-0.2	99.3	99.3	0.00	0.00
	C	0.110	0.047	-0.110	-0.047	0.0	-0.1	99.2	99.1	0.00	0.00
Line13	A	0.761	0.323	-0.761	-0.323	0.2	-0.2	99.0	98.9	0.03	0.00
	B	0.753	0.319	-0.753	-0.319	0.2	-0.3	99.3	99.2	0.02	0.00
	C	0.658	0.279	-0.658	-0.279	0.1	-0.2	99.2	99.1	0.02	0.00
Line14	A	0.269	0.114	-0.269	-0.115	0.0	-0.2	98.9	98.9	0.01	0.00
	B	0.280	0.119	-0.280	-0.119	0.0	-0.2	99.2	99.2	0.01	0.00
	C	0.261	0.111	-0.261	-0.111	0.0	-0.2	99.1	99.1	0.01	0.00
Line15	A	0.452	0.191	-0.452	-0.192	0.0	-0.4	98.9	98.9	0.01	0.00
	B	0.423	0.179	-0.422	-0.179	0.1	-0.4	99.2	99.2	0.01	0.00
	C	0.366	0.155	-0.366	-0.155	0.0	-0.4	99.1	99.1	0.01	0.00
Line16	A	0.154	0.065	-0.154	-0.066	0.0	-0.3	98.9	98.9	0.01	0.00
	B	0.140	0.059	-0.140	-0.060	0.0	-0.3	99.2	99.2	0.01	0.00
	C	0.116	0.049	-0.116	-0.049	0.0	-0.2	99.1	99.1	0.01	0.00
Line17	A	0.273	0.116	-0.273	-0.116	0.0	-0.4	98.9	98.9	0.02	0.00
	B	0.258	0.109	-0.257	-0.110	0.1	-0.4	99.2	99.2	0.02	0.00
	C	0.225	0.096	-0.225	-0.096	0.1	-0.4	99.1	99.1	0.02	0.00
T1	A	1.853	0.575	-2.044	-0.473	-191.2	102.1	100.0	99.2	0.84	0.00
	B	1.803	0.403	-1.731	-0.336	72.6	67.4	100.0	99.4	0.62	0.00
	C	1.977	0.446	-1.828	-0.379	149.0	66.6	100.0	99.3	0.69	0.00
						36.4	221.6				

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (0) respectivamente

SIMULACIÓN 36KV AL 100% ATARAZANA 1.

Circuito / Rama				Cable y Reactor			Transformador				
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%	Capacidad (MVA)	Carga (entrada)		Carga (salida)	
								MVA	%	MVA	%
T1	Trifásico	Transformer	A				18.000	2.344	39.1	2.464	41.1
			B					2.163	36.0	2.204	36.7
			C					2.358	39.3	2.097	34.9

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivamente

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	2.247	0.667	2.344	95.87 Lagging
	B	2.102	0.507	2.163	97.21 Lagging
	C	2.313	0.461	2.358	98.07 Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	2.247	0.667	2.344	95.87 Lagging
	B	2.102	0.507	2.163	97.21 Lagging
	C	2.313	0.461	2.358	98.07 Lagging
Pérdidas Aparentes:	A	-0.148	0.101		
	B	-0.058	0.078		
	C	0.248	0.108		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:	2				

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga	
					Amp	%
Line1	Trifásico	Line	A	464.00	122.32	26.36
			B	464.00	109.13	23.52
			C	464.00	103.60	22.33

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd	Amperios
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	% Caída en Voltaje	en Entendido Derivado
Line1	A	2.399	0.760	-2.398	-0.759	1.0	1.0	99.0	98.9	0.06	0.00
	B	2.162	0.622	-2.162	-0.621	0.4	0.6	99.2	99.2	0.03	0.00
	C	2.067	0.548	-2.067	-0.547	0.5	0.6	99.3	99.3	0.03	0.00
Line3	A	-2.262	-0.701	2.263	0.702	0.9	0.9	98.9	98.9	0.05	0.00
	B	-2.026	-0.563	2.026	0.564	0.3	0.5	99.2	99.2	0.02	0.00
	C	-1.930	-0.489	1.931	0.489	0.4	0.4	99.3	99.3	0.03	0.00
Line4	A	-2.217	-0.681	2.217	0.682	0.5	0.5	98.9	98.9	0.03	0.00
	B	-1.981	-0.544	1.981	0.544	0.2	0.3	99.1	99.2	0.01	0.00
	C	-1.885	-0.469	1.885	0.469	0.2	0.2	99.2	99.3	0.02	0.00
Line5	A	-2.171	-0.662	2.172	0.662	0.4	0.4	98.8	98.9	0.03	0.00
	B	-1.980	-0.544	1.981	0.544	0.2	0.3	99.1	99.1	0.01	0.00
	C	-1.830	-0.446	1.830	0.446	0.2	0.2	99.2	99.2	0.01	0.00
Line6	A	1.977	0.580	-1.976	-0.579	1.0	0.8	98.8	98.8	0.07	0.00
	B	1.965	0.538	-1.965	-0.537	0.6	0.7	99.1	99.1	0.04	0.00
	C	1.815	0.440	-1.815	-0.440	0.5	0.6	99.2	99.2	0.04	0.00
Line7	A	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.2	98.8	98.8	0.00	0.00
	B	0.136	0.058	-0.135	-0.058	0.0	-0.2	99.1	99.1	0.00	0.00
	C	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.1	99.2	99.2	0.00	0.00
Line8	A	0.207	0.088	-0.207	-0.088	-0.1	-0.5	98.8	98.8	0.01	0.00
	B	0.189	0.080	-0.189	-0.080	0.1	-0.5	99.1	99.1	0.00	0.00
	C	0.200	0.085	-0.200	-0.085	0.0	-0.4	99.2	99.2	0.00	0.00
Line10	A	1.724	0.472	-1.724	-0.472	0.0	0.0	98.8	98.8	0.00	0.00
	B	1.640	0.400	-1.640	-0.400	0.0	0.0	99.1	99.1	0.00	0.00
	C	1.524	0.316	-1.524	-0.316	0.0	0.0	99.2	99.2	0.00	0.00
Line11	A	0.333	0.141	-0.333	-0.141	0.0	-0.2	98.8	98.8	0.01	0.00
	B	0.245	0.104	-0.245	-0.104	0.0	-0.3	99.1	99.1	0.00	0.00
	C	0.245	0.104	-0.245	-0.104	0.0	-0.2	99.2	99.2	0.00	0.00
Line12	A	0.101	0.043	-0.101	-0.043	-0.1	-0.4	98.8	98.7	0.00	0.00
	B	0.011	0.004	-0.011	-0.005	0.0	-0.4	99.1	99.1	0.00	0.00
	C	0.011	0.004	-0.011	-0.005	0.0	-0.3	99.2	99.2	0.00	0.00
Line13	A	1.346	0.604	-1.346	-0.604	0.2	0.1	98.8	98.7	0.03	0.00
	B	1.170	0.495	-1.170	-0.495	0.1	-0.1	99.1	99.1	0.02	0.00
	C	1.234	0.488	-1.233	-0.488	0.2	0.0	99.2	99.2	0.02	0.00
Line14	A	0.141	0.093	-0.141	-0.094	0.0	-0.2	98.7	98.7	0.00	0.00
	B	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.2	99.1	99.1	0.00	0.00
	C	0.167	0.036	-0.167	-0.037	0.0	-0.2	99.2	99.2	0.00	0.00
Line15	A	0.096	0.075	-0.096	-0.075	0.0	-0.1	98.7	98.7	0.00	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	99.1	99.1	0.00	0.00
	C	0.121	0.018	-0.121	-0.018	0.0	-0.1	99.2	99.2	0.00	0.00
Line16	A	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.3	98.7	98.7	0.00	0.00
	B	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.3	99.1	99.1	0.00	0.00
	C	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.2	99.2	99.2	0.00	0.00

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd % Caída en Vmag	Amperios en Enterrado Desarrollado
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino		
Line18	A	1.205	0.511	-1.205	-0.511	0.2	0.0	98.7	98.7	0.03	0.00
	B	1.125	0.476	-1.124	-0.476	0.1	-0.1	99.1	99.1	0.02	0.00
	C	1.067	0.452	-1.067	-0.452	0.2	-0.1	99.2	99.2	0.02	0.00
Line19	A	0.399	0.169	-0.399	-0.170	0.0	-0.6	98.7	98.7	0.04	0.00
	B	0.228	0.096	-0.228	-0.097	0.1	-0.8	99.1	99.0	0.01	0.00
	C	0.346	0.146	-0.345	-0.147	0.2	-0.6	99.2	99.1	0.04	0.00
Line20	A	0.399	0.170	-0.399	-0.170	0.1	-0.3	98.7	98.6	0.02	0.00
	B	0.228	0.097	-0.228	-0.097	0.0	-0.3	99.0	99.0	0.01	0.00
	C	0.345	0.147	-0.345	-0.147	0.1	-0.3	99.1	99.1	0.02	0.00
Line21	A	0.717	0.304	-0.717	-0.304	0.0	-0.2	98.7	98.7	0.01	0.00
	B	0.806	0.342	-0.806	-0.342	0.1	-0.1	99.1	99.1	0.01	0.00
	C	0.621	0.263	-0.621	-0.263	0.0	-0.1	99.2	99.1	0.00	0.00
Line22	A	0.179	0.076	-0.179	-0.076	0.0	-0.1	98.7	98.7	0.00	0.00
	B	0.090	0.038	-0.090	-0.038	0.0	-0.1	99.1	99.1	0.00	0.00
	C	0.158	0.067	-0.158	-0.067	0.0	-0.1	99.1	99.1	0.00	0.00
Line23	A	0.086	0.036	-0.086	-0.037	0.0	-0.2	98.7	98.7	0.00	0.00
	B	0.042	0.017	-0.042	-0.018	0.0	-0.3	99.1	99.0	0.00	0.00
	C	0.042	0.017	-0.042	-0.018	0.0	-0.2	99.1	99.1	0.00	0.00
Line24	A	0.082	0.035	-0.082	-0.035	0.0	-0.2	98.7	98.7	0.00	0.00
	B	0.038	0.016	-0.038	-0.016	0.0	-0.2	99.1	99.0	0.00	0.00
	C	0.106	0.045	-0.105	-0.045	0.0	-0.2	99.1	99.1	0.00	0.00
Line25	A	0.194	0.082	-0.194	-0.083	0.0	-0.4	98.7	98.7	0.01	0.00
	B	0.331	0.141	-0.331	-0.141	0.0	-0.4	99.1	99.0	0.01	0.00
	C	0.151	0.064	-0.151	-0.064	0.0	-0.3	99.1	99.1	0.00	0.00
Line26	A	0.343	0.146	-0.343	-0.146	0.0	-0.5	98.7	98.7	0.01	0.00
	B	0.385	0.163	-0.385	-0.164	0.1	-0.5	99.1	99.0	0.01	0.00
	C	0.312	0.133	-0.312	-0.133	0.0	-0.4	99.1	99.1	0.01	0.00
Line27	A	0.135	0.057	-0.135	-0.058	0.0	-0.1	98.9	98.9	0.00	0.00
	B	0.136	0.058	-0.136	-0.058	0.0	-0.1	99.2	99.2	0.00	0.00
	C	0.136	0.058	-0.136	-0.058	0.0	-0.1	99.3	99.3	0.00	0.00
Line28	A	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.1	98.9	98.9	0.00	0.00
	B	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.2	99.2	99.2	0.00	0.00
	C	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.1	99.3	99.3	0.00	0.00
Line29	A	0.045	0.019	-0.045	-0.019	0.0	-0.2	98.9	98.9	0.00	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.2	99.1	99.1	0.00	0.00
	C	0.054	0.023	-0.054	-0.023	0.0	-0.2	99.2	99.2	0.00	0.00
Line30	A	0.037	0.016	-0.037	-0.016	0.0	-0.2	98.8	98.8	0.00	0.00
	B	0.015	0.006	-0.015	-0.006	0.0	-0.3	99.1	99.1	0.00	0.00
	C	0.015	0.006	-0.015	-0.006	0.0	-0.2	99.2	99.2	0.00	0.00
Line31	A	0.157	0.067	-0.157	-0.067	0.0	-0.3	98.8	98.8	0.02	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.3	99.1	99.1	0.00	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.3	99.2	99.2	0.00	0.00
T1	A	2.247	0.667	-2.399	-0.564	-151.8	102.3	100.0	99.0	1.00	0.00
	B	2.102	0.507	-2.162	-0.425	-60.2	81.8	100.0	99.2	0.79	0.00
	C	2.313	0.461	-2.067	-0.350	245.6	111.1	100.0	99.3	0.68	0.00

42.6 287.3

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (3) respectivamente

SIMULACIÓN 36KV AL 100% ATARAZANA 2.

Circuito / Rama				Cable y Reactor			Transformador				
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%	Capacidad (MVA)	Carga (entrada)		Carga (salida)	
								MVA	%	MVA	%
			B		44.57						
			C		60.79						
Line25	Trifásico	Line	A		9.95						
			B		10.02						
			C		8.22						
T1	Trifásico	Transformer	A				18.000	3.509	58.5	3.742	62.4
			B					3.423	57.0	3.131	52.2
			C					3.735	62.2	3.524	58.7

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivam

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	3.154	1.539	3.509	89.87 Lagging
	B	3.199	1.216	3.423	93.47 Lagging
	C	3.456	1.417	3.735	92.53 Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	3.154	1.539	3.509	89.87 Lagging
	B	3.199	1.216	3.423	93.47 Lagging
	C	3.456	1.417	3.735	92.53 Lagging
Pérdidas Aparentes:	A	-0.343	0.240		
	B	0.258	0.156		
	C	0.158	0.203		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%
Line1	Trifásico	Line	A	464.00	184.02	39.66
			B	464.00	153.30	33.04
			C	464.00	173.04	37.29

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd % Caída en Vmag	Amperios en Entendido Downado	
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino			
Line1	A	3.507	1.306	-3.504	-1.301	2.8	4.5	97.8	97.7	0.12	0.00	
	B	2.946	1.058	-2.945	-1.056	0.9	2.0	98.3	98.2	0.05	0.00	
	C	3.307	1.218	-3.305	-1.214	2.3	3.6	98.0	97.9	0.10	0.00	
Line2	A	0.736	0.313	-0.735	-0.313	0.5	-0.2	97.7	97.7	0.07	0.00	
	B	0.690	0.293	-0.689	-0.294	0.4	-0.3	98.2	98.1	0.06	0.00	
	C	0.672	0.286	-0.672	-0.286	0.4	-0.2	97.9	97.8	0.06	0.00	
Line3	A	2.768	0.988	-2.766	-0.984	2.5	3.8	97.7	97.6	0.13	0.00	
	B	2.255	0.763	-2.255	-0.761	0.8	1.2	98.2	98.1	0.06	0.00	
	C	2.632	0.928	-2.630	-0.925	2.3	3.1	97.9	97.8	0.12	0.00	
Line4	A	0.153	-0.125	-0.153	0.125	0.0	-0.2	97.6	97.6	0.00	0.00	
	B	0.155	-0.127	-0.155	0.127	0.0	-0.2	98.1	98.1	0.00	0.00	
	C	0.154	-0.126	-0.154	0.126	0.0	-0.2	97.8	97.8	0.00	0.00	
Line5	A	2.612	1.110	-2.612	-1.109	0.4	0.7	97.6	97.6	0.03	0.00	
	B	2.100	0.888	-2.099	-0.888	0.1	0.2	98.1	98.1	0.01	0.00	
	C	2.476	1.051	-2.476	-1.051	0.4	0.5	97.8	97.7	0.02	0.00	
Line6	A	0.549	0.233	-0.549	-0.234	0.2	-0.6	97.6	97.5	0.06	0.00	
	B	0.257	0.109	-0.257	-0.109	0.1	-0.9	98.1	98.1	0.01	0.00	
	C	0.567	0.241	-0.566	-0.241	0.4	-0.5	97.7	97.7	0.07	0.00	
Line15	A	2.063	0.876	-2.061	-0.874	1.6	1.8	97.6	97.4	0.12	0.00	
	B	1.842	0.780	-1.842	-0.779	0.7	0.8	98.1	98.1	0.06	0.00	
	C	1.909	0.810	-1.908	-0.809	1.2	1.4	97.7	97.7	0.09	0.00	
Line16	A	0.015	0.006	-0.015	-0.006	-0.1	-0.4	97.4	97.4	0.00	0.00	
	B	0.015	0.006	-0.015	-0.006	0.0	-0.4	98.1	98.1	0.00	0.00	
	C	0.015	0.006	-0.015	-0.006	0.0	-0.4	97.7	97.7	0.00	0.00	
Line17	A	0.457	0.195	-0.457	-0.195	0.0	-0.2	97.3	97.3	0.01	0.00	
	B	0.265	0.113	-0.265	-0.113	0.0	-0.3	98.0	98.0	0.00	0.00	
	C	0.284	0.121	-0.284	-0.121	0.0	-0.3	97.5	97.5	0.01	0.00	
Line19	A	0.320	0.135	-0.319	-0.136	0.2	-1.2	97.4	97.3	0.09	0.00	
	B	0.393	0.166	-0.392	-0.167	0.5	-1.2	98.1	98.0	0.10	0.00	
	C	0.241	0.101	-0.240	-0.102	0.2	-1.1	97.7	97.6	0.05	0.00	
Line20	A	1.727	0.733	-1.727	-0.733	0.3	0.3	97.4	97.4	0.02	0.00	
	B	1.434	0.607	-1.434	-0.607	0.1	0.0	98.1	98.1	0.01	0.00	
	C	1.631	0.692	-1.631	-0.692	0.2	0.2	97.7	97.6	0.02	0.00	
Line21	A	0.857	0.364	-0.856	-0.365	0.4	-0.3	97.4	97.3	0.08	0.00	
	B	0.582	0.247	-0.582	-0.248	0.3	-0.9	98.0	98.0	0.03	0.00	
	C	0.872	0.371	-0.871	-0.371	0.7	-0.3	97.6	97.5	0.09	0.00	
Line23	A	0.575	0.244	-0.575	-0.245	0.8	-0.9	97.4	97.3	0.16	0.00	
	B	0.598	0.253	-0.597	-0.254	0.9	-0.9	98.1	97.9	0.14	0.00	
	C	0.495	0.210	-0.495	-0.211	0.6	-0.9	97.6	97.5	0.11	0.00	
Line24	A	1.151	0.489	-1.151	-0.489	0.2	0.0	97.4	97.4	0.04	0.00	
	B	0.836	0.354	-0.836	-0.354	0.1	-0.5	98.1	98.0	0.01	0.00	
	C	1.135	0.482	-1.135	-0.482	0.4	0.0	97.6	97.6	0.04	0.00	
Line25	A	0.185	0.078	-0.185	-0.079	0.0	-0.6	97.4	97.4	0.03	0.00	
	B	0.188	0.079	-0.188	-0.080	0.1	-0.7	98.0	98.0	0.02	0.00	
	C	0.153	0.065	-0.153	-0.065	0.1	-0.6	97.6	97.6	0.02	0.00	
T1	A	3.154	1.539	-3.507	-1.306	-352.6	233.1	100.0	97.8	2.16	0.00	
	B	3.199	1.216	-2.946	-1.058	252.8	158.3	100.0	98.3	1.74	0.00	
	C	3.456	1.417	-3.307	-1.218	148.9	198.6	100.0	98.0	2.01	0.00	
							73.2	598.7				

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivamente

SIMULACIÓN 36KV AL 100% ATARAZANA 3.

Circuito / Rama				Cable y Reactor			Transformador				
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%	Capacidad (MVA)	Carga (entrada)		Carga (salida)	
								MVA	%	MVA	%
T1	Trifásico	Transformer	A				18.000	3.880	64.7	4.128	68.8
			B			3.708		61.8	3.488	58.1	
			C			4.049		67.5	3.735	62.2	

* Indica ramal cuya carga excede su capacidad de carga

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivam

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda

	Fase	MW	Mvar	MVA	% FP
Fuente (Barras tipo Swing):	A	3.550	1.566	3.880	91.50 Lagging
	B	3.498	1.228	3.708	94.35 Lagging
	C	3.816	1.352	4.049	94.26 Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	A	0	0	0	
	B	0	0	0	
	C	0	0	0	
Demanda Total:	A	3.550	1.566	3.880	91.50 Lagging
	B	3.498	1.228	3.708	94.35 Lagging
	C	3.816	1.352	4.049	94.26 Lagging
Pérdidas Aparentes:	A	-0.361	0.281		
	B	0.172	0.197		
	C	0.266	0.224		
Divergencia del Sistema:		0.000	0.000		
Número de Iteraciones:		2			

Informe Resumen de Carga en Ramales

Circuito / Rama				Cable y Reactor		
ID	Con.	Tipo	Fase	Ampacidad (Amp)	Carga Amp	%
				Line1	Trifásico	Line
			B	464.00	173.89	37.48
			C	464.00	186.31	40.15

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama		Flujo Origen-Desti		Flujo Destino-Orig		Pérdidas		% Tensión Barr		Vd % Caída en Vmag	Ampieros en Estado Devanado
ID	Fase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino		
Line1	A	3.921	1.483	-3.918	-1.479	2.8	4.3	97.8	97.7	0.10	0.00
	B	3.332	1.227	-3.331	-1.225	0.9	2.2	98.2	98.2	0.05	0.00
	C	3.558	1.327	-3.556	-1.324	2.0	3.2	98.1	98.0	0.08	0.00
Line2	A	3.121	1.141	-3.118	-1.136	3.3	4.5	97.7	97.5	0.15	0.00
	B	2.893	1.040	-2.891	-1.037	1.6	3.0	98.2	98.1	0.09	0.00
	C	3.036	1.104	-3.034	-1.100	2.5	4.3	98.0	97.9	0.12	0.00
Line3	A	0.149	0.063	-0.149	-0.063	-0.1	-0.6	97.5	97.5	0.02	0.00
	B	0.022	0.009	-0.022	-0.009	0.1	-0.7	98.1	98.1	0.00	0.00
	C	0.169	0.071	-0.169	-0.072	0.1	-0.6	97.9	97.8	0.03	0.00
Line4	A	0.435	0.184	-0.435	-0.185	0.1	-1.3	97.7	97.6	0.08	0.00
	B	0.316	0.133	-0.315	-0.134	0.3	-1.6	98.2	98.1	0.05	0.00
	C	0.476	0.201	-0.475	-0.202	0.5	-1.1	98.0	97.9	0.11	0.00
Line5	A	0.077	0.033	-0.077	-0.033	0.0	-0.1	97.7	97.7	0.00	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	98.2	98.2	0.00	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	98.0	98.0	0.00	0.00
Line6	A	0.241	0.103	-0.241	-0.103	0.0	-0.1	97.7	97.7	0.01	0.00
	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	98.2	98.2	0.00	0.00
	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	-0.1	98.0	98.0	0.00	0.00
Line7	A	0.169	0.071	-0.169	-0.072	0.0	-0.5	97.5	97.5	0.02	0.00
	B	0.071	0.030	-0.071	-0.030	0.0	-0.6	98.1	98.1	0.00	0.00
	C	0.152	0.064	-0.152	-0.065	0.1	-0.5	97.9	97.8	0.02	0.00
Line8	A	2.402	1.023	-2.400	-1.021	2.0	2.2	97.5	97.4	0.12	0.00
	B	2.400	1.022	-2.399	-1.020	1.2	1.9	98.1	98.0	0.08	0.00
	C	2.302	0.981	-2.301	-0.978	1.3	2.1	97.9	97.8	0.09	0.00
Line9	A	0.255	0.108	-0.255	-0.108	0.0	-0.1	97.4	97.4	0.01	0.00
	B	0.258	0.110	-0.258	-0.110	0.0	-0.1	98.0	98.0	0.01	0.00
	C	0.257	0.109	-0.256	-0.109	0.0	-0.1	97.8	97.8	0.01	0.00
Line10	A	0.204	0.087	-0.204	-0.087	0.0	-0.4	97.4	97.4	0.02	0.00
	B	0.183	0.077	-0.183	-0.078	0.1	-0.4	98.0	98.0	0.01	0.00
	C	0.129	0.055	-0.129	-0.055	0.0	-0.4	97.8	97.8	0.01	0.00
Line11	A	1.479	0.629	-1.479	-0.628	0.5	0.2	97.4	97.4	0.05	0.00
	B	1.520	0.646	-1.520	-0.646	0.4	0.2	98.0	98.0	0.04	0.00
	C	1.472	0.626	-1.472	-0.626	0.4	0.3	97.8	97.7	0.04	0.00
Line12	A	0.022	0.009	-0.022	-0.009	0.0	-0.1	97.4	97.4	0.00	0.00
	B	0.047	0.020	-0.047	-0.020	0.0	-0.1	98.0	98.0	0.00	0.00
	C	0.211	0.090	-0.211	-0.090	0.0	-0.1	97.7	97.7	0.01	0.00
Line13	A	1.457	0.619	-1.456	-0.619	0.8	0.1	97.4	97.3	0.06	0.00
	B	1.451	0.617	-1.450	-0.617	0.6	0.1	98.0	97.9	0.05	0.00
	C	1.261	0.536	-1.261	-0.536	0.5	0.0	97.7	97.7	0.04	0.00
Line14	A	0.513	0.218	-0.513	-0.219	0.1	-0.2	97.3	97.3	0.02	0.00
	B	0.537	0.229	-0.537	-0.229	0.1	-0.2	97.9	97.9	0.02	0.00
	C	0.499	0.212	-0.499	-0.212	0.1	-0.1	97.7	97.7	0.02	0.00
Line15	A	0.867	0.368	-0.866	-0.368	0.1	-0.2	97.3	97.3	0.02	0.00
	B	0.815	0.346	-0.815	-0.347	0.1	-0.3	97.9	97.9	0.01	0.00
	C	0.703	0.299	-0.703	-0.299	0.1	-0.3	97.7	97.7	0.01	0.00
Line16	A	0.500	0.127	-0.500	-0.128	0.0	-0.2	97.3	97.3	0.02	0.00
	B	0.275	0.117	-0.275	-0.117	0.1	-0.2	97.9	97.9	0.01	0.00
	C	0.227	0.096	-0.227	-0.097	0.0	-0.2	97.7	97.7	0.01	0.00
Line17	A	0.520	0.221	-0.520	-0.222	0.2	-0.3	97.3	97.2	0.05	0.00
	B	0.494	0.210	-0.493	-0.210	0.2	-0.3	97.9	97.9	0.04	0.00
	C	0.430	0.183	-0.430	-0.183	0.2	-0.3	97.7	97.7	0.03	0.00
T1	A	3.550	1.566	-3.521	-1.292	-370.6	274.1	100.0	97.8	2.20	0.00
	B	3.498	1.228	-3.332	-1.034	166.7	194.4	100.0	98.2	1.76	0.00
	C	3.816	1.352	-3.558	-1.135	258.3	217.7	100.0	98.1	1.93	0.00
						77.6	701.8				

Para ramales debajo del tap central de los transformadores, las Fases A, B y C corresponden a (1), (2) y (N) respectivamente