



Capítulo III.	Problemática del proyecto de ampliación de la red eléctrica en el área de Petacalco.
----------------------	---

III.1. Planteamiento del problema.

III.1.1. Datos técnicos de la central.

Central: Petacalco (Presidente Plutarco Elías Calles)

Área del SEN a la que pertenece: Occidental

Entrada en operación: Noviembre 18 de 1993.

Capacidad total instalada: 2100 MW

Número de unidades: 6

Capacidad efectiva de cada unidad: 350 MW

Tipo de central: Carboeléctrica, Dual.

Tipo de combustible que emplea: Quema carbón casi en su totalidad importado; además tiene la posibilidad de quemar combustóleo por tal motivo se dice que es una central dual.

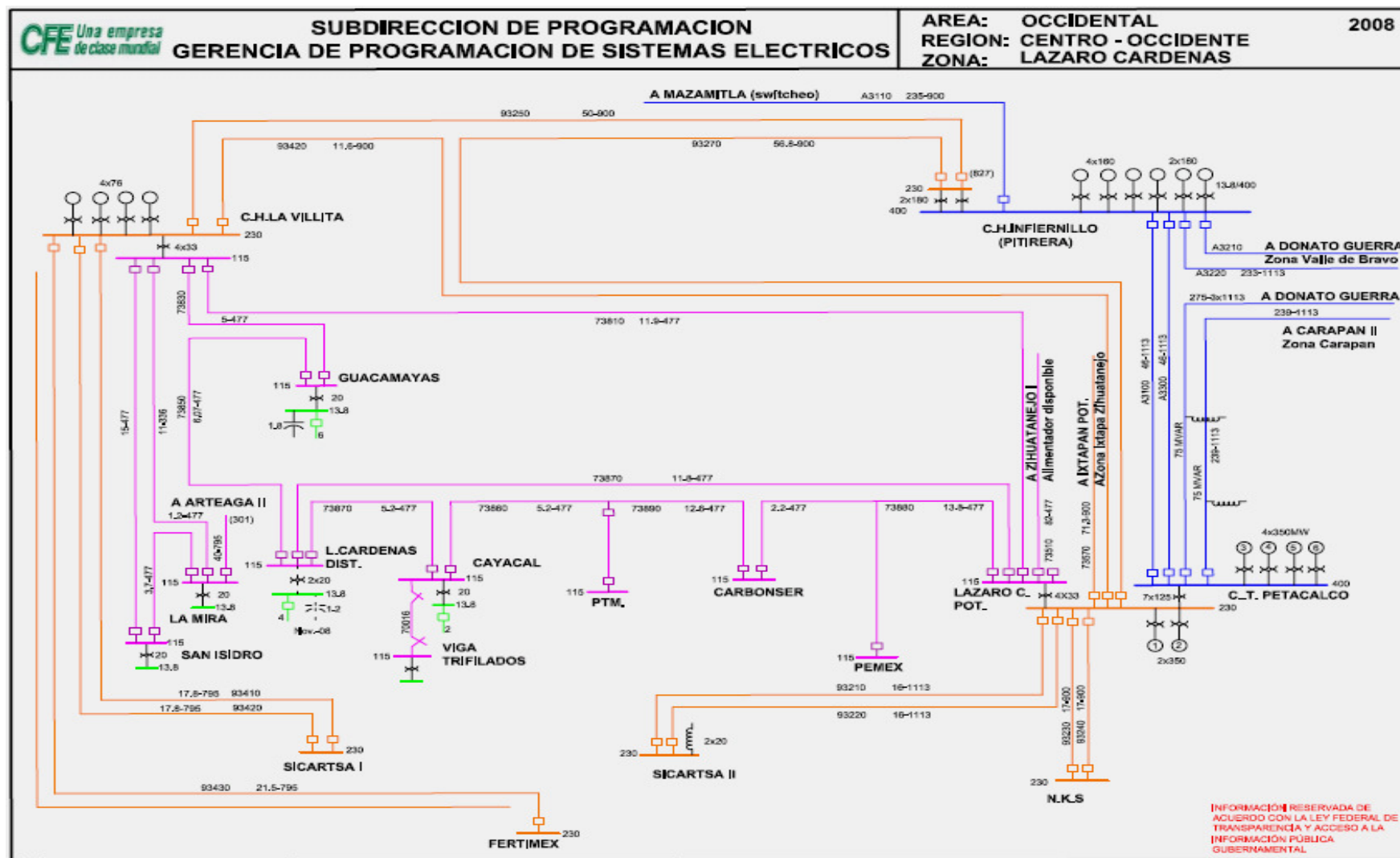
Ubicación: En el estado de Guerrero, municipio La Unión; en la vecindad de Lázaro Cárdenas, Michoacán, para ser más precisos a 26 Km. del puerto industrial del mismo nombre.

Transmisión: La energía generada en esta central, actualmente, fluye a través de 11 líneas de transmisión y 4 líneas de subtransmisión de la siguiente manera:

1. **4 líneas de transmisión de 400 KV:**
 3 que van hacia el estado de Michoacán, y
 (A3100 y A3300 se conectan a la SE Pitirera, A3200 se conecta a SE Carapan II)
 1 más que va hacia el estado de México.
 (A3010 se conecta a SE Donato Guerra)
2. **7 líneas de transmisión de 230 KV:**
 6 que van hacia el estado de Michoacán, y
 (93210 y 93220 se conectan a la SE Sicartsa II, 93230 y 93240 se conectan a SE Nks,
 93280 se conecta a SE Villita, 93270 se conecta a SE Pitirera)
 1 al estado de Guerrero.
 (93070 se conecta a SE Ixtapa Potencia)
3. **4 líneas de subtransmisión de 115 KV:**
 3 que van hacia el estado de Michoacán, y
 (73810 se conecta a SE Villita, 73870 se conecta a SE Lázaro Cárdenas distribución,
 73880 se conecta a SE Carbonser)
 1 al estado de Guerrero.
 (73570 se conecta a SE Ixtapa potencia)



Proyecto de expansión del SEN en el área de Petacalco, Guerrero
CAPÍTULO III. Problemática del proyecto de ampliación de la red eléctrica en el área de Petacalco





III.1.2. Descripción de la red original de Petacalco.

Una de las consideraciones más importantes que se debe hacer ante el crecimiento de la generación de energía eléctrica en la Central Termoeléctrica de Petacalco por la entrada de una nueva máquina (la U7) es como aumentan los flujos de potencia y como afectan estos a las líneas. Para esto estudiamos las capacidades de las líneas.

Cálculo de las capacidades de las líneas de transmisión:

Código	Distancia	Calibre	Resistencia [ohms/Km por conductor]	Resistencia [ohms/Km por fase]	Diametro exterior [Km]	RMG por conductor [Km]	Distancia entre conductores [Km]	RMG por fase [Km]	DMGA B [Km]	DMGAC [Km]	DMGBC [Km]	DMG [Km]	Reactancia inductiva [ohms/Km- Fase]	Altura de los conductores sobre el piso [Km]	Flecha del conductor [Km]	Altura media de los conductores sobre el piso [Km]	RMGC [Km]	Reactancia capacitiva [Mohms-Km- Fase]	Impedancia característica [ohms]	Potencia natural [MW]
LINEAS DE TRANSMISION DE 400 KV																				
Dos conductores por fase																				
A3100	46 Km	1113 KCM	0,0602	0,0301	0,0000328	0,0000133	0,00045	0,0001	0,0127	0,0253	0,0127	0,0159	0,4017	0,0263	0,0160	0,0151	0,0001	0,2434	312,7214	511,6375
A3300	46 Km	1113 KCM	0,0602	0,0301	0,0000328	0,0000133	0,00045	0,0001	0,0127	0,0253	0,0127	0,0159	0,4017	0,0263	0,0160	0,0151	0,0001	0,2434	312,7214	511,6375
A3200	239 Km	1113 KCM	0,0602	0,0301	0,0000328	0,0000133	0,00045	0,0001	0,0127	0,0253	0,0127	0,0159	0,4017	0,0263	0,0160	0,0151	0,0001	0,2434	312,7214	511,6375
Tres conductores por fase																				
A3010	275 Km	1113 KCM	0,0602	0,0201	0,0000328	0,0000133	0,00040	0,0001	0,0100	0,0200	0,0100	0,0126	0,3457	0,0350	0,0170	0,0231	0,0001	0,2138	271,8573	588,5440
LINEAS DE TRANSMISION DE 230 KV																				
Un conductor por fase																				
93210	16 Km	1113 KCM	0,0602	0,0602	0,0000328	0,0000133	0,01000	0,0000133	0,0100	0,0200	0,0100	0,0126	0,5167	0,0244	0,0100	0,0174	0,0000133	0,3243	409,3518	129,2287
93220	16 Km	1113 KCM	0,0602	0,0602	0,0000328	0,0000133	0,01000	0,0000133	0,0100	0,0200	0,0100	0,0126	0,5167	0,0244	0,0100	0,0174	0,0000133	0,3243	409,3518	129,2287
93230	17 Km	900 KCM	0,0736	0,0736	0,0000295	0,0000120	0,00674	0,0000120	0,0067	0,0135	0,0067	0,0085	0,4951	0,0244	0,0100	0,0174	0,0000120	0,3121	393,0713	134,5812
93240	17 Km	900 KCM	0,0736	0,0736	0,0000295	0,0000120	0,00674	0,0000120	0,0067	0,0135	0,0067	0,0085	0,4951	0,0244	0,0100	0,0174	0,0000120	0,3121	393,0713	134,5812
93070	71.3 Km	900 KCM	0,0736	0,0736	0,0000295	0,0000120	0,00674	0,0000120	0,0067	0,0135	0,0067	0,0085	0,4951	0,0244	0,0100	0,0174	0,0000120	0,3121	393,0713	134,5812
93270	56.8 Km	900 KCM	0,0736	0,0736	0,0000295	0,0000120	0,00674	0,0000120	0,0067	0,0135	0,0067	0,0085	0,4951	0,0244	0,0100	0,0174	0,0000120	0,3121	393,0713	134,5812
93280	11.6 Km	900 KCM	0,0736	0,0736	0,0000295	0,0000120	0,00674	0,0000120	0,0067	0,0135	0,0067	0,0085	0,4951	0,0244	0,0100	0,0174	0,0000120	0,3121	393,0713	134,5812



Cálculo de las capacidades de las líneas de transmisión que sirven de enlace entre las subestaciones Pitirera y Donato Guerra:

Código	Distancia	Calibre	Resistencia [ohms/Km por conductor]	Resistencia [ohms/Km por fase]	Diametro exterior [Km]	RMG por conductor [Km]	Distancia entre conductores [Km]	RMG por fase [Km]	DMGAB [Km]	DMGAC [Km]	DMGBC [Km]	DMG [Km]	Reactancia inductiva [ohms/Km-Fase]	Altura de los conductores sobre el piso [Km]	Flecha del conductor [Km]	Altura media de los conductores sobre el piso [Km]	RMGC [Km]	Reactancia capacitiva [Mohms/Km-Fase]	Impedancia característica [ohms]	Potencia natural [MW]
LINEAS DE TRANSMISION DE 400 KV																				
Dos conductores por fase																				
A3210	233 Km	1113 KCM	0,0602	0,0301	0,0000328	0,0000133	0,00045	0,0001	0,0127	0,0253	0,0127	0,0159	0,4017	0,0263	0,0160	0,0151	0,0001	0,2434	312,7214	511,6375
A3220	233 Km	1113 KCM	0,0602	0,0301	0,0000328	0,0000133	0,00045	0,0001	0,0127	0,0253	0,0127	0,0159	0,4017	0,0263	0,0160	0,0151	0,0001	0,2434	312,7214	511,6375

$$X_L = 0.00289 f \log_{10} \frac{DMG}{RMG} \left[\Omega / Km - conductor \right]$$

donde: X_L =Reactancia inductiva DMG =Distancia Media Geométrica RMG =Radio Medio Geométrico

$$X_C = \frac{6.596}{f} \log_{10} \left(\frac{DMG}{RMG} * \frac{2 HMG}{\sqrt{4 * HMG^2 + DMG^2}} \right) \left[\Omega - Km - conductor \right]$$

donde: X_C =Reactancia capacitiva DMG =Distancia Media Geométrica RMG_C =Radio Medio Geométrico considerando el radio externo

$$P = \frac{V^2}{Z_C} [MW]$$

donde: P =Potencia Natural (SIL) Z_C =Impedancia característica

La forma de calcular la capacitancia se hizo considerando el efecto de la tierra sobre la línea de transmisión. Para líneas de 220 KV o menores dado que la distancia entre conductores es menor a la distancia de estos a tierra se puede ignorar el efecto capacitivo entre los conductores y la tierra. Sin embargo en líneas de voltajes muy altos (345 KV, 400 KV, etc.), la distancia entre fases es del mismo orden que la distancia a tierra de los conductores, por lo cual, no puede despreciarse el efecto de la tierra sobre la línea de transmisión.

Para CFE los diseños de líneas de transmisión contemplan dos configuraciones para líneas de **400 KV**: una con **dos** conductores por fase de **1113 KCM** y otra con **tres** conductores por fase de **1113 KCM**, mientras que para líneas de **230 KV** se tienen, entre otras configuraciones, la de **un** conductor por fase de **1113 KCM** y de **un** conductor por fase de **900 KCM**.

Características de las líneas de transmisión actuales:

- Líneas de transmisión de 400 KV.
 - Dos conductores por fase.



Código	SE origen	SE destino	Distancia	Calibre	Tipo de línea	Resistencia [Ω-conductor]	Resistencia [Ω-Fase]	Reactancia inductiva [Ω-Fase]	Reactancia capacitiva [Ω-Fase]	Impedancia característica [Ω]	Potencia natural [MW]
A3100	LCP	Pitirera	46 Km	1113 KCM (ACSR)	Media	2.76969	1.38485	18.47890	5292.23460	312.72143	511.63
A3300	LCP	Pitirera	46 Km	1113 KCM (ACSR)	Media	2.76969	1.38485	18.47890	5292.23460	312.72143	511.63
A3200	LCP	Carapan III	239 Km	1113 KCM (ACSR)	Larga	14.39039	7.19519	96.00995	1018.58908	312.72143	511.63
A3210	Pitirera	Donato Guerra	233 Km	1113 KCM (ACSR)	Larga	14.02913	7.01456	93.59966	1044.81884	312.72143	511.63
A3220	Pitirera	Donato Guerra	233 Km	1113 KCM (ACSR)	Larga	14.02913	7.01456	93.59966	1044.81884	312.72143	511.63

*Nota 1: SE = Subestación

LCP = Lázaro Cárdenas Potencia

ACSR = Aluminium Conductor Steel Reinforced - Conductor de Aluminio Acero Reforzado

*Nota 2: Se consideran líneas cortas a las líneas menores a 30 KM de largo, líneas medias a las líneas entre 30 y 60 KM, y líneas largas a las líneas mayores a 60 KM

- Tres conductores por fase.

Código	SE origen	SE destino	Distancia	Calibre	Tipo de línea	Resistencia [Ω-conductor]	Resistencia [Ω-Fase]	Reactancia inductiva [Ω-Fase]	Reactancia capacitiva [Ω-Fase]	Impedancia característica [Ω]	Potencia natural [MW]
A3010	LCP	Donato Guerra	275 Km	1113 KCM (ACSR)	Larga	16.55798	5.51932	95.05662	777.49869	271.85732	588.54

- Líneas de transmisión de 230 KV.

- Un circuito por fase.

Código	SE origen	SE destino	Distancia	Calibre	Tipo de línea	Resistencia [Ω-conductor]	Resistencia [Ω-Fase]	Reactancia inductiva [Ω-Fase]	Reactancia capacitiva [Ω-Fase]	Impedancia característica [Ω]	Potencia natural [MW]
93210	LCP	Sicartsa II	16 Km	1113 KCM (ACSR)	Corta	0.96337	0.96337	8.26791	20267.36183	409.35183	129.22



93220	LCP	Sicartsa II	16 Km	1113 KCM (ACSR)	Corta	0.96337	0.96337	8.26791	20267.36183	409.35183	129.22
93230	LCP	NKS	17 Km	900 KCM (ACSR)	Corta	1.25175	1.25175	8.41589	18358.71528	393.07129	134.58
93240	LCP	NKS	17 Km	900 KCM (ACSR)	Corta	1.25175	1.25175	8.41589	18358.71528	393.0729	134.58
93070	LCP	Ixtapa Potencia	71.3 Km	900 KCM (ACSR)	Larga	5.24999	5.24999	35.29725	4377.25329	393.93788	134.28512
93270	LCP	Pitirera	56.8 Km	900 KCM (ACSR)	Media	4.18232	4.18232	28.11899	5494.68591	393.93788	134.28512
93280	LCP	Villita	11.6 Km	900 KCM (ACSR)	Corta	0.85413	0.85413	5.74261	26905.01377	393.93788	134.28512

Existe una carga particular para la cual el voltaje recibido o en el receptor es exactamente igual al voltaje transmitido o en el transmisor. Esta carga particular se llama **impedancia propia** o **característica de la carga**.

Formalmente podemos decir que la impedancia característica es la relación entre la diferencia de potencial aplicada y la corriente absorbida por la línea en el caso hipotético de que esta tenga una longitud infinita, o cuando aún siendo finita no existen reflexiones. Es una cantidad compleja y junto con la constante de propagación representan los parámetros secundarios de una línea de transmisión.

Esta impedancia particular es independiente de la frecuencia del sistema o de la longitud de la línea. A la **impedancia característica (Z_c)** se le conoce también como **impedancia de tensión instantánea**. Cuando una línea se termina en su impedancia característica, a la potencia suministrada se le denomina **carga** o **potencia natural**. En el caso de una línea libre de pérdidas en condiciones de carga natural la potencia reactiva absorbida por la línea es igual a la potencia reactiva generada, así V e I están en fase a lo largo de la línea y se obtienen las condiciones de transmisión óptimas.

La capacidad de las líneas de transmisión se puede visualizar por medio de la Potencia Natural o SIL de la misma, esto nos permite comparar la capacidad de las líneas de transmisión para soportar el flujo de energía (pero sin considerar las restricciones de pérdidas por resistencia), ya que en general, las líneas aéreas se diseñan para transmitir una carga máxima mayor que su SIL (pero por razones de estabilidad en su funcionamiento y aspectos económicos, la potencia a transmitir se limita a valores cercanos a la potencia natural, siendo del orden de tres veces la potencia natural como máximo) y los cables para transmitir una carga menor que su límite térmico.

La potencia natural suele usarse como un criterio de selección de tensión de transmisión.

Cuando la carga conectada a una línea:

- ♦ Es **inferior** a la **potencia característica** o **SIL** (Surge Impedance Loading), la **línea producirá potencia reactiva** y se comporta, por tanto, como un condensador; si no se añade compensación en paralelo (reactancia inductiva), la **tensión** podrá **aumentar** excesivamente.
- ♦ Es **superior** al valor **SIL**, la **línea consumirá potencia reactiva** y se comporta, por tanto, como una inductancia; si no se añade reactancia capacitiva la **tensión** podrá **descender** demasiado.

Como la carga cambia continuamente durante el día, la magnitud de las reactancias capacitiva e inductiva se debe variar continuamente para mantener un voltaje constante. Esto se hace por medio de compensadores variables estáticos o máquinas síncronas rotatorias. Las máquinas síncronas rotatorias pueden suministrar o absorber energía reactiva, dependiendo de si están sobre o subexcitadas.

III.1.2. Descripción de la red original de Petacalco.

Características de los equipos instalados.

GENERADORES:

Número de unidades instaladas: 6

Capacidad nominal de cada unidad: 428 MVA

Capacidad activa nominal de cada unidad: 350 MW

Factor de potencia: 0.9

Tensión del generador: 20 KV

Tipo de conexión: Estrella aterrizada a través de transformadores y resistencia.

Impedancia: $X_d''=0.15$ pu, $X_d'=0.24$ pu, $X_d=1.1$ pu, $T_d''=0.035$ pu, $T_d'=2.0$ pu

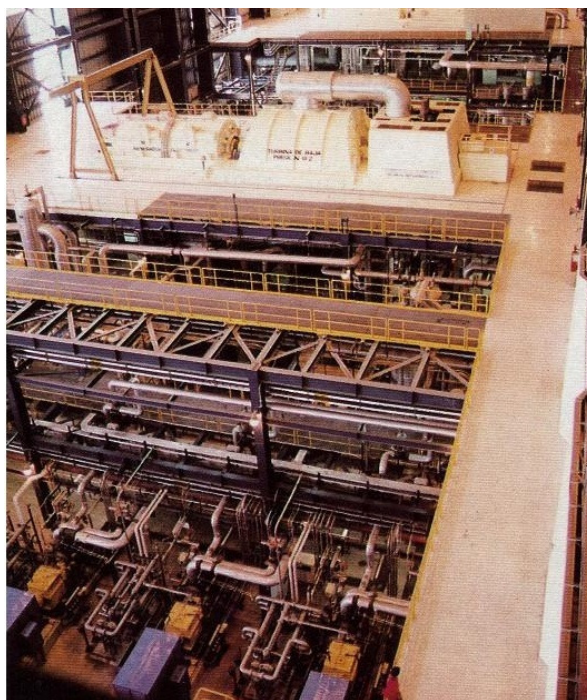


Imagen 3.1. Vista general de la ubicación de la Unidad No.2 de Generación de la CTP



Imagen 3.2. Turbina de baja, de alta y de presión intermedia de la Unidad de Generación No.2 de la Central de Petacalco

Para los servicios de emergencia, se cuenta con un generador diesel por unidad, con una capacidad de:

- **500 KVA** para las unidades **U1** y **U2** y de,
- **700 KVA** para las unidades **U3** a la **U6**

Para el arranque los generadores de emergencia utilizan diesel.

Cada generador de las unidades 1 a 6 está conectado a un bus de fase aislada de 20 KV y 13,000 A de capacidad.

TRANSFORMADORES:

R=0.011 pu, X=0.12 pu

- A **un** transformador trifásico de **442 MVA** para cada una de las unidades **U1** y **U2** que eleva la tensión de generación de 20 KV a 230 KV.
- **Un** transformador de **442 MVA** para las unidades **U3** a la **U6** que eleva la tensión de generación de 20 KV a 400 KV.

Para satisfacer sus propias demandas la central cuenta con:

- **Un** transformador de **arranque** de potencia trifásica de 38/50 MVA por cada dos unidades y,

- Dos transformadores **auxiliares** por unidad de 20/26 MVA para las unidades 1 y 2 y de 8/26 MVA para unidades de 3 a 6.



Imagen 3.3. Muestra de los equipos que proveen de servicios propios a la Central

AUTOTRANSFORMADOR:

$R_p=0.00071$, $R_s=0.00079$, $X_{fp}=0.0588$, $X_{fs}=0.0601$, $X_m=966$, $R_m=666$, $I_o=0.0018$

- Dos bancos de autotransformadores trifásicos de **375 MVA** cada uno (compuestos por 7 autotransformadores monofásicos de 125 MVA, uno de los cuales es de reserva) que conectan el bus de 400 KV al de 230 KV.

$R_p=0.00071$, $R_s=0.00079$, $X_{fp}=0.0588$, $X_{fs}=0.0601$, $X_m=966$, $R_m=666$, $I_o=0.0018$

III.1.3. Descripción de la ampliación de la red de Petacalco.

Características de los equipos a instalar:

GENERADORES:

Número de unidades instaladas: 1

Número de unidades futuras: 1

Capacidad activa nominal de cada unidad: 680 MW

Tipo de conexión: Estrella aterrizada a través de transformadores y resistencia.

Impedancia: $X_d''=0.15$ pu, $X_d'=0.24$ pu, $X_d=1.1$ pu, $T_d''=0.035$ pu, $T_d'=2.0$ pu



Imagen 3.4. Vista general de la Unidad No.7 de Generación de la CTP

TRANSFORMADORES:

$R=0.008$ pu, $X=0.11$ pu

- Un transformador de **900 MVA** para las unidades que eleva la tensión de generación de 20 KV a 400 KV.



Imagen 3.5. Vista general de la Central Termoeléctrica Plutarco Elías Calles (incluido el nuevo generador) cada chimenea corresponde a dos unidades de generación

III.2. Elevación de nivel de corto circuito.

En cualquier sistema eléctrico, para fines de diseño, construcción y operación se deben realizar estudios de Corto Circuito con los objetivos siguientes:

- ◆ Dimensionar o determinar las características interruptoras de los dispositivos de protección para fines de especificación.
Las corrientes de Corto Circuito introducen grandes cantidades de energía destructiva en forma de calor y fuerza magnética dentro de un sistema de potencia, es por ello que el valor de las corrientes de falla da al técnico los valores que ha de adoptar para la protección y los valores nominales de los interruptores.
- ◆ Calcular los valores de las corrientes de Corto Circuito de efectos dinámicos y térmicos, como información para el diseño de equipos y aparatos eléctricos.
El cálculo de estos esfuerzos dinámicos y térmicos sirve para aplicaciones en el diseño de equipos y componentes de un sistema eléctrico, tal es el caso de los propios interruptores, de los transformadores de potencia, las barras de las subestaciones, los tableros eléctricos, los esfuerzos sobre aisladores soporte, etc. El principio del cálculo de los esfuerzos dinámicos se basa en la acción de las fuerzas de atracción o repulsión que se presentan entre conductores cuando circula por ellos una corriente alterna. Como se sabe, se presentan fuerzas de atracción o repulsión que se traducen en esfuerzos mecánicos de tipo dinámico.
- ◆ Dar valores de fallas para el diseño de redes de tierra en subestaciones eléctricas, centrales y líneas de transmisión.
- ◆ Ajustar y coordinar los dispositivos de protección.
- ◆ Analizar el comportamiento de algunas componentes de los sistemas.
- ◆ Los valores mínimos de falla se usan para establecer la sensibilidad requerida de los relevadores de protección.

El estudio del Corto Circuito consiste en obtener la impedancia total en un punto de un sistema eléctrico en donde se simulara una pérdida de aislamiento en alguno de los alimentadores.

Este valor de impedancia permitirá conocer la magnitud de la corriente cuando se presente cualquiera de las siguientes fallas.

El cálculo de las corrientes de falla puede dividirse en dos tipos principales:

- **Fallas Balanceadas:** Son fallas trifásicas. Para estos cálculos pueden utilizarse circuitos equivalentes normales monofásicos como en el caso de los cálculos de flujos ordinarios de carga.
- **Fallas Desbalanceadas:** Que agrupa fallas como la de fase a tierra, fase a tierra a través de una impedancia, entre dos fases y entre dos fases y tierra, en donde al ocurrir cualquier tipo de estas fallas el sistema se desbalancea. Para facilitar estos cálculos se utiliza un método especial para tratar redes no equilibradas conocido como **método de las componentes simétricas**.

Para los fines de los estudios de Corto Circuito, se deben considerar los diferentes tipos de fallas, que en una estadística representativa se pueden distribuir como sigue:

- Falla de línea a tierra 80%
- Fallas de fase a fase (línea a línea) 13%



- Fallas de dos líneas a tierra 5%
- Fallas trifásicas 2%

Las fallas **más frecuentes** se dan de **fase a tierra** a través de una **impedancia**.

Las fallas **más severas** son la **trifásica** y la de **fase a tierra** directa mejor conocida como falla franca.

La corriente de falla de una falla que se da entre **dos fases y tierra** proporciona la **corriente por tierra más severa** y esta se utiliza para **calcular la red de tierras** de por ejemplo una subestación.

El orden de ocurrencia de fallas en los elementos del sistema, se da en la siguiente forma:

- Líneas de transmisión y redes de distribución 70%
- Interruptores 10%
- Transformadores de instrumento (potencial y corriente) 8%
- Apartarrayos 6%
- Tableros 3%
- Transformadores de potencia 2%
- Equipos de protección y misceláneos (cables, cuchillas, etc.) 1%

Al tener varias fuentes de voltaje, se tiene una mayor aportación de corriente de cortocircuito en el sistema. Al incrementarse la corriente de cortocircuito, se tiene que incrementar:

- La dimensión de los conductores
- Consecuentemente el costo

Las corrientes de Corto Circuito que se originan por diversas causas en los sistemas eléctricos son *alimentadas* por elementos **activos**: generadores, motores de inducción, motores síncronos, condensadores síncronos, etcétera, y se *limitan* por elementos **pasivos** del sistema como: impedancias de conductores, motores, transformadores, generadores, etc.

Para los estudios de Corto Circuito, es necesario preparar la red, por lo que para tal fin, se sugiere el siguiente procedimiento, basado en la combinación de un diagrama unifilar y un diagrama de impedancias.

1. Preparar el **diagrama unifilar** del sistema en estudio, incluyendo todas las componentes significativas del sistema y los datos de cada componente como son: potencia, voltaje e impedancia.
2. Preparar el **diagrama de impedancias**. Este diagrama se obtiene a partir del diagrama unifilar del sistema reemplazando cada elemento por su impedancia, conservando su interconexión. Los valores de impedancia pueden estar expresado en términos de:
 - a) Ohms por fase
 - b) Por ciento referidas a sus datos nominales de potencia y voltaje
 - c) Por unidad referidas a una base común de KVA

En las máquinas rotatorias se consideran tres tipos diferentes de reactancias reactancia; subtransitoria, transitoria y síncrona, con el objeto de simplificar los

métodos para determinar las corrientes de Corto Circuito suministradas en instantes fijos.

La **reactancia subtransitoria (X''_d)** se usa para obtener la máxima corriente de Corto Circuito posible, en un lapso de tiempo de 0 a 2 ciclos de la frecuencia del sistema 60.10 a 0.15 s, la intensidad es mayor en el primer medio ciclo y tiene valores menores unos ciclos después.

Debe observarse que la componente correspondiente al motor de inducción desaparece después de dos ciclos completos.

Se usa la **reactancia transitoria (X'_d)** para estudios de estabilidad, para saber si el sistema recupera su estabilidad y calcular las protecciones de respaldo, esta transcurre en un lapso de 2 a 5 ciclos.

La **reactancia síncrona (X_s)** es la que determina la intensidad de corriente que circula cuando se ha llegado a un estado estacionario, lo cual ocurre después de 6 ciclos en adelante.

En el programa usado en este trabajo para el calculo del Corto Circuito haciendo uso de estas impedancias se efectúa el análisis para $\frac{1}{2}$ ciclo, 5 y 30 ciclos.

A cada nivel de tensión puede designarse un nivel de avería a partir de las reactancias dadas. Deberá señalarse que el nivel de Corto Circuito variará con las condiciones de la red y que existen normalmente dos valores extremos, uno con **toda la central conectada** y otro con el **mínimo de la central conectada** normalmente.

Por ejemplo, los MVA de cortocircuito en las barra de distribución de 275 KV en Inglaterra son normalmente 10000 MVA pero caen a 7000 MVA cuando está conectado el mínimo de la central.

Cuando aumentan las tensiones de transmisión, las corrientes de Corto Circuito también aumentan y, en el caso de un sistema de **400 KV**, se requieren interruptores de circuito de una capacidad de ruptura de **35000 MVA**. Con objeto de reducir el nivel de la falla se limita el número de trayectorias paralelas seccionando los circuitos. Esto se suele conseguir abriendo el interruptor de circuitos que conecta dos secciones de una subestación o de una barra de distribución de la estación generadora.

Existen otras cosas interesantes, como son: elegir el tipo y la ubicación del Corto Circuito del sistema, determinar la reactancia específica de una máquina o elemento del circuito y decidir si se debe o no tomar en cuenta la resistencia del circuito.

ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO.

Para este trabajo se cálculo el Corto Circuito de la red a través del software **EDSA**, se hizo el análisis tanto para la red original como para la ampliación de la misma que incluye la entrada del nuevo generador.

Este análisis se hizo a través de las siguientes características:

- ✓ Usando el método clásico (definido en el programa como: **AC Classical, (Z complex method, X/R from the complex Z)**)
- ✓ Ubicando la falla en todos los buses en donde las fallas ocurren de manera individual más no de manera simultanea.
- ✓ Usando como voltaje base el Voltaje del sistema.
- ✓ Usando como voltaje de prefalla el voltaje calculado del flujo de carga.



- ✓ El análisis se hace para todos los tipos de fallas que considera el programa que son:
 Trifásica, línea a línea, línea a tierra, bifásica a tierra.

1. RED ORIGINAL

EDSA

3-Phase Short Circuit v5.50.00

Project No. : Page : 1
 Project Name: Date :
 Title : Time : 04:43:18PM
 Drawing No.: Company :
 Revision No.: Engineer :
 JobFile Name: 27SEPT2010 Check by :
 Scenario : 1: CheckDate:
 Base kVA : 100000 Cyc/Sec : 60

Electrical One-Line 3-Phase to Single-Phase project

Bus Results: 0.5 Cycle--Symmetrical--3P, LL,LG,& LLG Faults

Bus Name	Pre-Flt V	3P Flt. A	LL Flt. A	LG Flt. A	LLG Flt. A	Thevenin Imped.		Complex
						Z+(pu)	Zo(pu)	3P X/R
CARAPAN II	399929	2111	1845	2188	2152	0.0684	0.0624	14.300
CTP BUS 230	230018	15758	14011	22365	22398	0.0159	0.0026	18.733
CTP BUS 400	399968	16592	15280	22819	21226	0.0087	0.0026	21.348
DISTRITO FEDERAL	368093	5265	4680	5586	5429	0.0252	0.0222	16.020
DONATO GUERRA	368188	5267	4681	5587	5431	0.0252	0.0222	16.021
GEN 01	20346	97586	85428	42055	86957	0.0301	0.1500	18.348
GEN 02	20346	97586	85428	42055	86957	0.0301	0.1500	18.348
GEN 03	20413	120437	106050	44624	107415	0.0245	0.1500	17.630
GEN 04	20413	120437	106050	44624	107415	0.0245	0.1500	17.630
GEN 05	20413	120437	106050	44624	107415	0.0245	0.1500	17.630
GEN 06	20413	120437	106050	44624	107415	0.0245	0.1500	17.630
LAZARO CARDENAS	399921	16589	15278	22815	21223	0.0087	0.0026	21.345
OCCIDENTE 1	399655	24921	24688	31211	27881	0.0058	0.0037	21.833
OCCIDENTE 2	399862	2111	1845	2187	2151	0.0684	0.0624	14.300
OCCIDENTE 3	229989	15755	14009	22362	22394	0.0159	0.0026	18.728
PITIRERA	399751	24928	24695	31219	27888	0.0058	0.0037	21.839
TH-CRP	400000	2112	1845	2188	2152	0.0684	0.0624	14.300
TH-DOG	368188	5266	4681	5587	5430	0.0252	0.0222	16.021
TH-PIT	400000	24945	24712	31241	27907	0.0058	0.0037	21.841
	862	2111	1845	2187	2151	0.0684	0.0624	14.300

2. RED AMPLIADA

EDSA

3-Phase Short Circuit v5.50.00

Project No. : Page : 1
 Project Name: Date :
 Title : Time : 04:43:52PM
 Drawing No. : Company :
 Revision No. : Engineer :
 JobFile Name: 2A PARTE Check by :
 Scenario : 1: CheckDate:
 Base kVA : 100000 Cyc/Sec : 60

Electrical One-Line 3-Phase to Single-Phase project

Bus Results: 0.5 Cycle--Symmetrical--3P, LL,LG,& LLG Faults



Bus Name	Pre-Flt V	3P Flt. A	LL Flt. A	LG Flt. A	LLG Flt. A	Thevenin Imped. Complex		
						Z+(pu)	Zo(pu)	3P X/R
CARAPAN II	399925	2125	1856	2200	2165	0.0679	0.0621	14.315
CTP BUS 230	230015	16121	14306	20929	19906	0.0156	0.0056	18.860
CTP BUS 400	399972	17493	16064	24230	22699	0.0083	0.0023	22.255
DISTRITO FEDERAL	367832	5308	4712	6241	6042	0.0250	0.0151	16.049
DONATO GUERRA	367928	5310	4713	6242	6043	0.0250	0.0151	16.051
GEN 01	20345	98495	86143	42152	87675	0.0298	0.1500	18.342
GEN 02	20345	98495	86143	42152	87675	0.0298	0.1500	18.342
GEN 03	20332	121697	107013	44588	108376	0.0241	0.1500	17.670
GEN 04	20332	121697	107013	44588	108376	0.0241	0.1500	17.670
GEN 05	20332	121697	107013	44588	108376	0.0241	0.1500	17.670
GEN 06	20332	121697	107013	44588	108376	0.0241	0.1500	17.670
GEN 07	20332	176259	156521	48256	157580	0.0166	0.1500	17.973
LAZARO CARDENAS	399924	17491	16061	24225	22696	0.0083	0.0023	22.241
OCCIDENTE 1	399619	25541	25236	31952	28580	0.0056	0.0036	22.014
OCCIDENTE 2	399858	2125	1855	2199	2164	0.0679	0.0621	14.315
OCCIDENTE 3	229986	16118	14303	20925	19903	0.0156	0.0056	18.844
PITIRERA	399715	25548	25243	31962	28588	0.0056	0.0036	22.034
TH-CRP	400000	2125	1856	2200	2165	0.0679	0.0621	14.315
TH-DOG	367928	5309	4713	6242	6043	0.0250	0.0151	16.051
TH-PIT	400000	25568	25263	31987	28610	0.0056	0.0036	22.036
	858	2125	1855	2199	2164	0.0679	0.0621	14.315

De las simulaciones anteriores podemos observar que con la entrada de un nuevo generador aumentan todas las corrientes de Corto Circuito, para ambos casos en los buses de 400 KV y 230 KV de la Central. La corriente de Corto Circuito más alta la proporciona la falla de fase a tierra, aunque para la red original en el bus de 230 KV la corriente de Corto Circuito bifásica a tierra es ligeramente mayor que la de fase a tierra.

Las corrientes de corto circuito trifásicas más elevadas se originan en los generadores, para el caso de la ampliación de la red el generador nuevo es el que introduce la mayor corriente.

Como la elevación de las corrientes de falla no es severa, como ejemplo tenemos el bus **CTP de 400 KV** cuya corriente de **Corto Circuito de línea a tierra** era de **22,819 A** antes de la entrada del nuevo generador y **después** de la entrada de este fue de **24,230 A** así que no fue necesario hacer cambio de interruptores.

III.3. Elevación del flujo de potencia.

El estudio de **flujo de potencia**, está relacionado con el crecimiento y evolución de los sistemas eléctricos; antes de descubrir las dificultades de la interconexión los sistemas eléctricos eran predominantemente radiales y por tanto los estudios de dichos sistemas eran relativamente sencillos, sin embargo, al hacerse patentes las ventajas de la interconexión, la complejidad de los sistemas creció así como los análisis para estudiarlos.

Antes de las computadoras digitales, la tabla de cálculo de corriente alterna (tableros o tarjetas de cálculo eran un tipo de computadora analógica, ya que emulaban un sistema específico por medio de la síntesis física de resistencias, inductores y capacitores, de parámetros agrupados del sistema real, con los componentes conectados en la misma topología) era el único medio para llevar a cabo estudios de flujo de carga, por fortuna hoy en día existen una gran variedad de software (como por ejemplo el EDSA) capaces de calcular el flujo de potencia de una red.

El **objetivo** del estudio del **flujo de potencia** también conocido como **análisis de flujo de carga** consiste en calcular, primero, las magnitudes y ángulos de fase de voltajes de todas las barras donde no se conoce. Con estas variables conocidas entonces determinar los flujos de potencia real y reactiva en todas las ramas de la red.

Aunque puede utilizarse el mismo enfoque para resolver todos los problemas, es decir el método de las tensiones nodales, debe perseguirse el objetivo de utilizar el método más rápido y más eficiente para el tipo particular del problema de que se trate. Las redes radiales exigirán métodos menos artificiosos que las de mallas cerradas. En redes muy grandes el problema de organizar los datos es casi tan importante como el método de resolución y el cálculo debe llevarse a cabo sobre una base sistemática siendo normalmente más ventajosos el método de las tensiones nodales. Métodos como las reducciones de redes combinados con los teoremas de Thevenin o de superposición son más adecuados para redes pequeñas. En el método nodal se exige una mayor exactitud de cálculo puesto que las corrientes en las ramas se deducen a partir de las diferencias de tensión entre sus extremos. Estas diferencias son pequeñas en redes bien proyectadas y es necesaria una exactitud numérica de alto orden. De aquí que este método esté idealmente adecuado para el cálculo utilizando computadoras digitales.

Cada **estudio de flujo de potencia** se realiza para un determinado plan de generación y una condición de carga determinada y de conexión de la red de transmisión, es decir, el análisis de flujo de carga depende de la topología y características de la red así como de la localización de la carga.

El poder predeterminar el funcionamiento de un sistema eléctrico en régimen permanente equilibrado tiene gran importancia tanto para la operación de un sistema existente como para la planeación y diseño de ampliaciones futuras. En la planificación de la red permite simular el estado de los distintos escenarios que se estén analizando ante una demanda estimada mientras que en la operación diaria constituye la base del análisis de seguridad del sistema ya que permite identificar problemas de sobrecargas o voltajes inaceptables como resultado del crecimiento de la carga o cuando hay un cambio brusco en la topología de la red.

Ejemplo de estos cambios en el flujo de potencia lo son la salida de unidades generadoras o líneas de transmisión por mantenimiento o por falla y mantener la confiabilidad del sistema ante condiciones no previstas, tales como retrasos en la construcción de nuevos proyectos, crecimientos inesperados en la demanda o escasez de combustible.

Debido a que la electricidad no puede almacenarse y tampoco es posible controlar la dirección del flujo de potencia por líneas específicas o rutas predeterminadas (salvo en algunas aplicaciones donde se utilizan equipos especiales), cuando el flujo de potencia a través de la red de transmisión rebasa sus límites, se deben realizar ajustes en la generación o la desconexión de carga o, en el largo plazo, determinar la mejor alternativa para la expansión del sistema de transmisión, ya que la violación de estos límites puede conducir a salidas de elementos en cascada, y en el peor de los casos el colapso del sistema.

Los estudios de flujo de carga se realizarán normalmente para condiciones de:

- **Carga mínima** (posibilidad de inestabilidad debida a niveles de tensión elevados y a la autoexcitación de las máquinas de inducción) y para condiciones de;
- **Carga máxima** (posibilidad de inestabilidad síncrona)

Habiéndose asegurado de que una red se comporta razonablemente bajo estas condiciones se calcularán los flujos de carga para intentar optimizar las diversas cantidades. El proyecto y funcionamiento de una red de potencia con objeto de obtener la economía óptima, es de importancia fundamental y se adelantará mucho para la consecución de este ideal mediante el uso creciente del control automático centralizado de las plantas generadoras.



Como se menciono con anterioridad existen una gran variedad de algoritmos para analizar los flujos de potencia, es difícil decir cuál de ellos es el mejor, porque el comportamiento de los diferentes métodos está dictado por los tipos y tamaños de los problemas que han de resolver.

En este trabajo se emplea el método rápido desacoplado de flujo de carga (FDLF) en el programa de simulación EDSA, la convergencia es geométrica y se requieren generalmente de dos a cinco iteraciones para exactitudes prácticas y es más confiable que el método formal NR (Newton-Raphson).

El FDLF se puede emplear en estudios de optimización y en particular se utiliza para información exacta de potencia tanto real como reactiva para estudios de flujo de carga múltiples, en la evaluación de contingencias, en el análisis de estimación de seguridad del sistema y en el análisis de mejoría.

ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA

Utilizando el software EDSA (Electrical Design Software Advanced)

El análisis, en ambos casos (tanto para la red original como para la ampliación de la misma), se hace para el caso más grave que es el de **Carga máxima**.

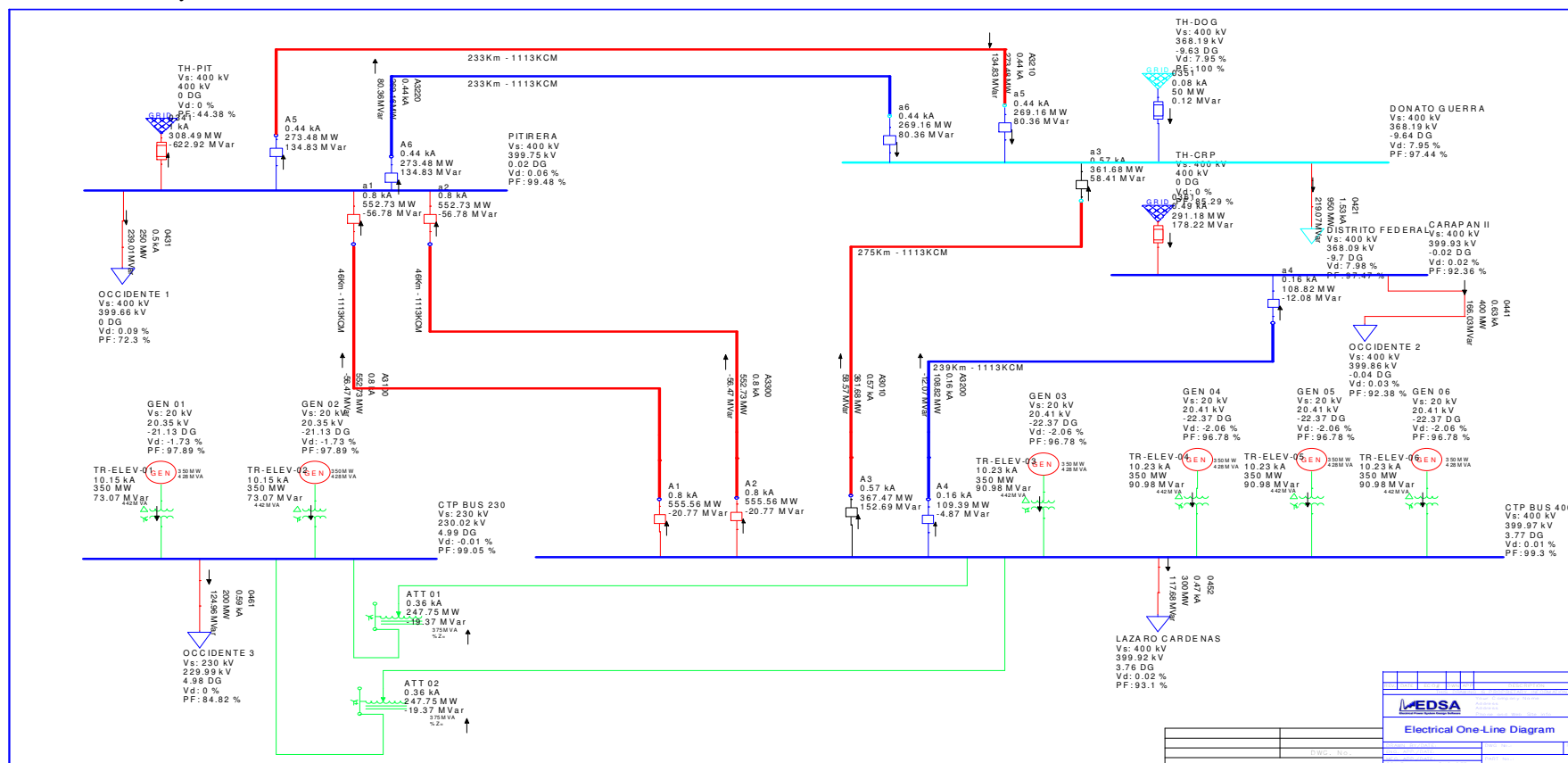
Para el análisis se opta por la regulación secundaria del tipo Control Automático de Generación.



CENTRAL TÉRMICA PETACALCO ORIGINAL

1. RED ORIGINAL

De las corridas de flujos con las seis unidades de la Central Petacalco se observa que la red es estable manejando una transmisión hacia la ciudad de México en Donato Guerra de 900 MW y saliendo del Bus de Petacalco 1887.98 MW





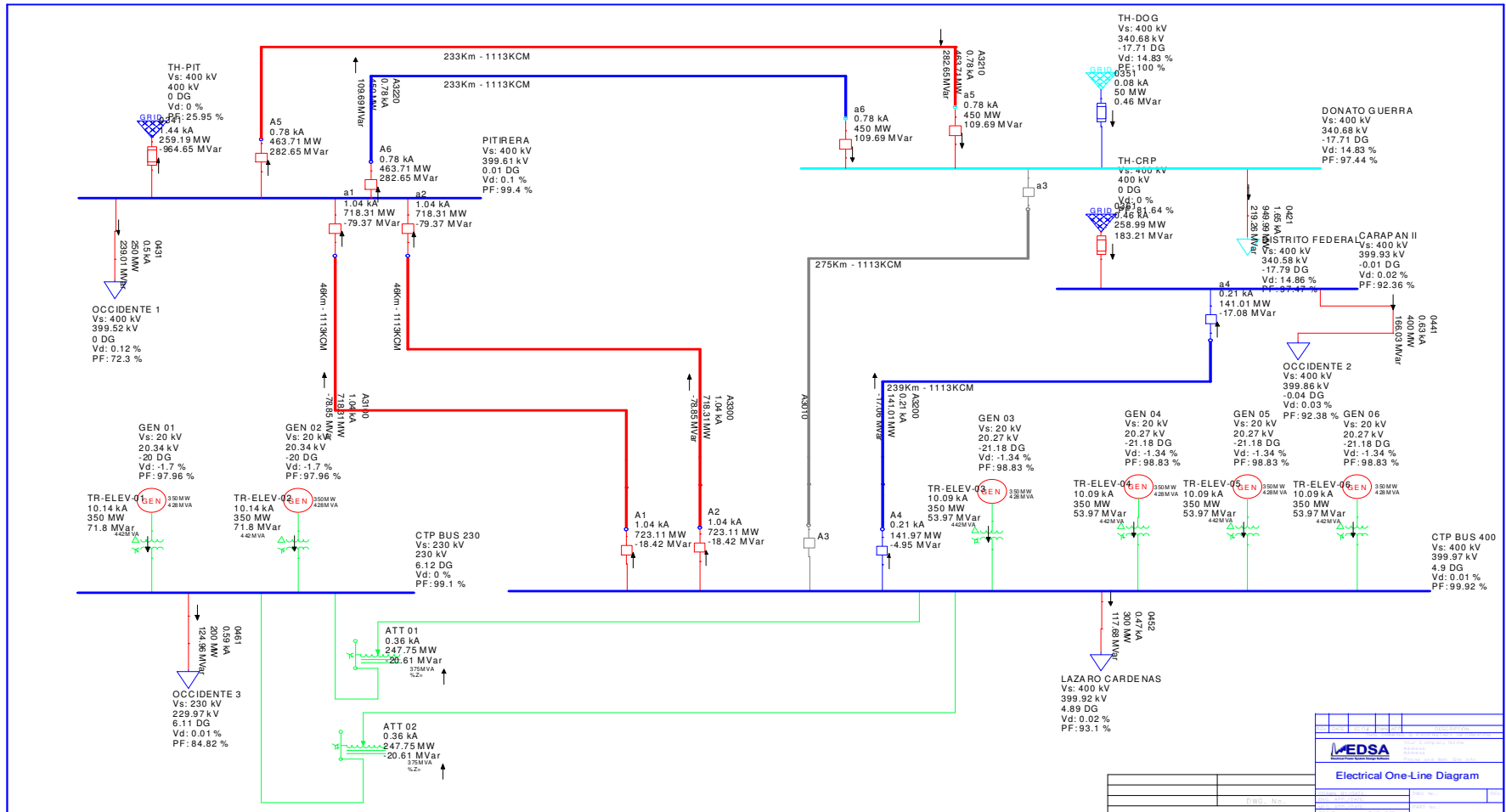
2. CONTINGENCIA No.1: Disparo de línea A3100 (de subestación Lázaro Cárdenas Potencia a subestación Pitirera)







4. CONTINGENCIA No.3: Disparo de línea A3010 (de subestación Lázaro Cárdenas Potencia a subestación Donato Guerra)



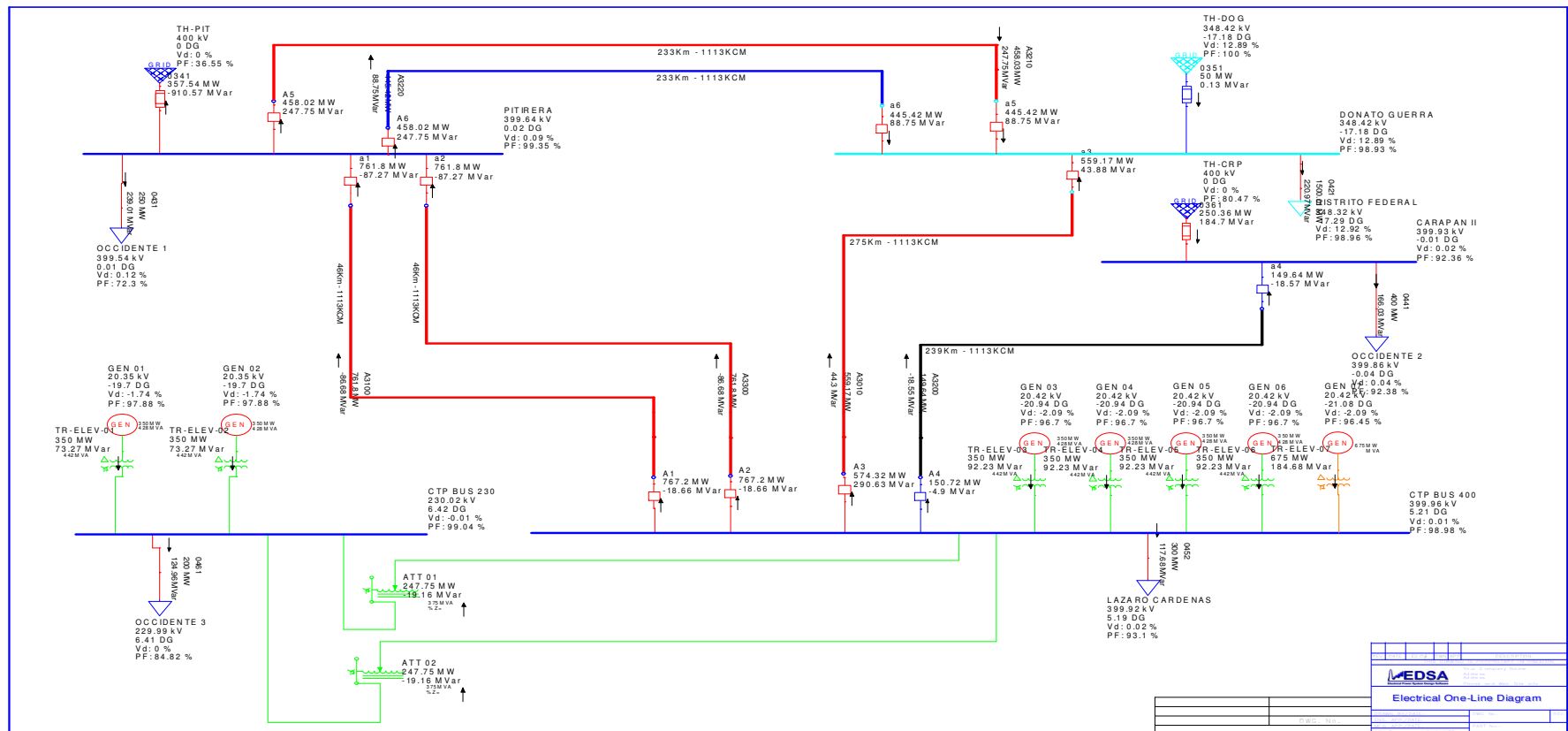
En estos tres casos la red converge en la corrida de flujos y no se sobrepasan los niveles de capacidad térmica de las líneas. Por tanto la red es estable y confiable. Lo cual podemos observar en los mismos datos que se manifiestan en el diagrama.



CENTRAL TÉRMICA PETACALCO AMPLIACIÓN

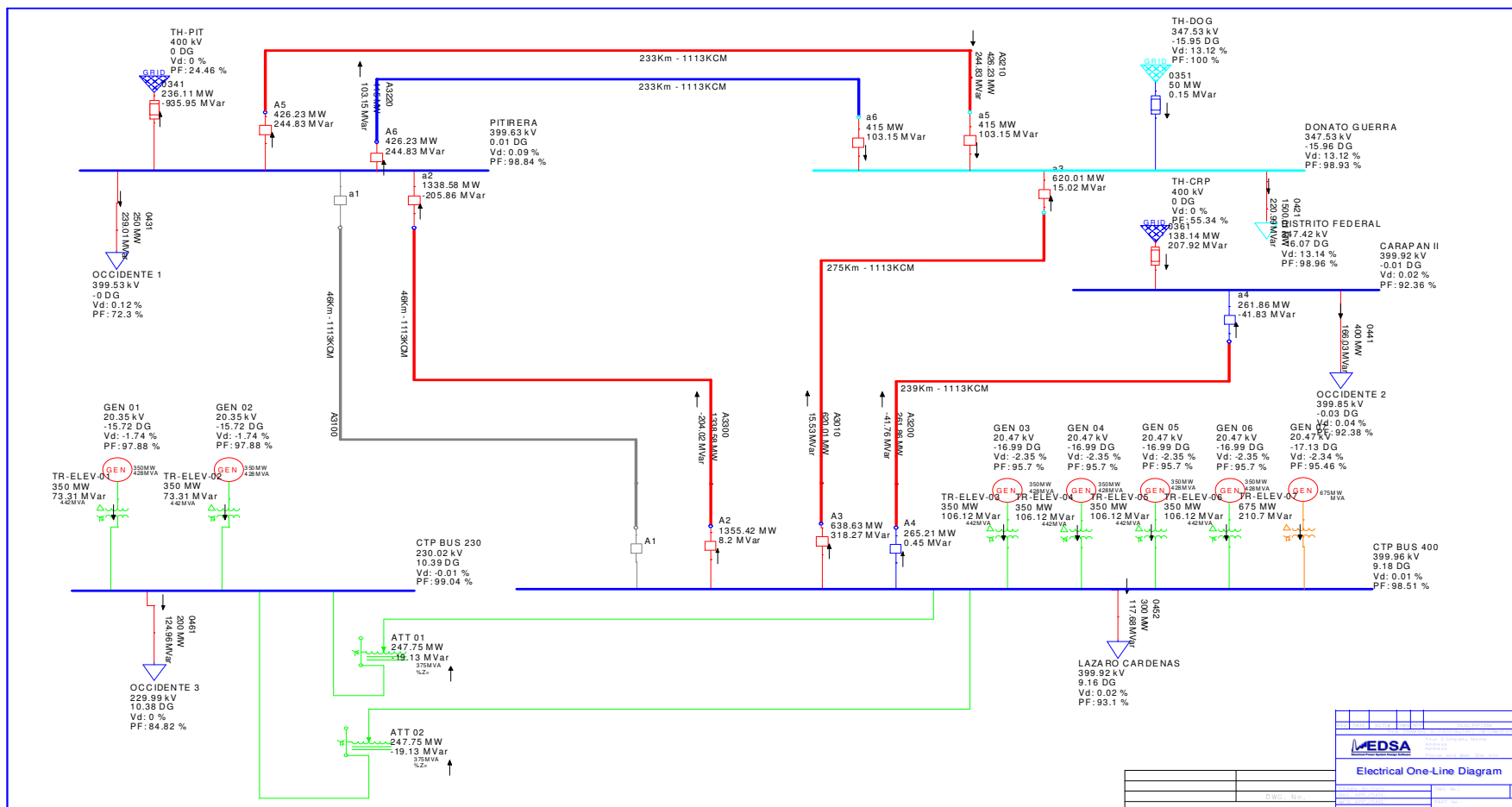
1. RED AMPLIADA

Con relación a las corridas de flujos con siete unidades (seis unidades de 350 MW y una de 680 MW) la carga que sale de la barra de 400 KV de la Central Petacalco es de 2559.44 MW y se tiene una transmisión elevada en las líneas A3100 y A3300 CTP-PIT de 767.2 MW en cada una de ellas. La línea CTP-DNG tiene una transmisión de 574.32 MW y la línea CTP-CRP de 150.72 MW. Esta transmisión es perfectamente manejable por la red.

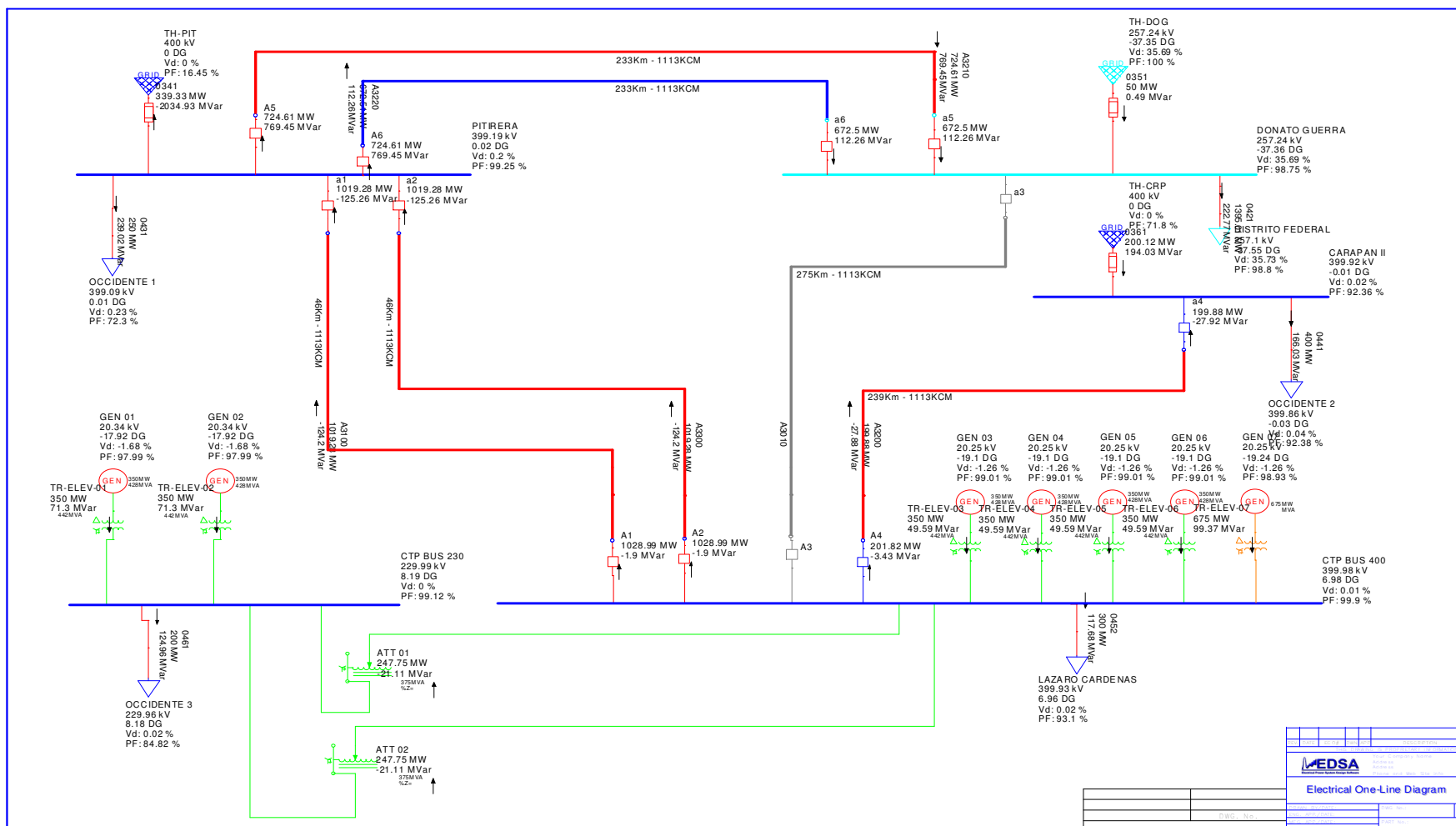




2. CONTINGENCIA No.1: Disparo de línea A3100 (de subestación Lázaro Cárdenas Potencia a subestación Pitirera)



[illegible]





La contingencia más severa la constituye el disparo de la línea A3100 PETACALCO – PITIRERA en este caso el circuito A3300 paralelo alcanza una carga de 1028.99 MW. Alcanzando el límite térmico de la línea pero no lo sobrepasa. En estas condiciones el operador deberá reducir la generación en Petacalco para disminuir el flujo en la línea A3300 antes de 15 minutos como medida preventiva.

Las otras dos contingencias por disparo de la línea A3010 PETACALCO-DONATO GUERRA no sobrecarga el resto de las líneas ni tampoco el disparo de la línea A3200 PETACALCO-CARAPAN II por lo anterior la red soporta el incremento del flujo debido a la unidad No.7 de Petacalco de 680 MW, sin embargo, para futuras ampliaciones si será necesario reforzar la red de líneas de 400 KV que salen de Petacalco.

El incremento de la potencia de la U7 de 680 MW de la CTE Petacalco se puede soportar con la red actual únicamente se cargaran en un porcentaje mas sus líneas, pero, el aumento del flujo de potencia por las líneas actuales en caso de incrementarse a dos unidades más no se puede aceptar por el deterioro de voltajes y el riesgo de disparo de una línea.

III.4. Congestionamiento de las líneas existentes.

La congestión de la red de transmisión se produce cuando se ha de reducir el flujo de electricidad por una línea o equipo y debe mantenerse por debajo de los niveles exigidos debido a insuficiente capacidad física o a limitaciones de seguridad operativa del sistema.

Como por ejemplo en este caso, al hacer la simulación con las siete unidades de generación y el disparo de la línea A3100, la línea A3300 paralela a la línea disparada, se sobrecarga y entonces el operador en el centro de control debe reducir la generación en la Central Petacalco por razones de seguridad.

Así, la congestión ocurre cuando la capacidad de la red de transmisión disponible a mínimo costo no puede ser suministrada debido a los límites de la capacidad de transmisión, cuando esto ocurre, es común que en algunas regiones (para ciertas condiciones de operación) sea necesario **despachar fuera de merito**, en consecuencia unidades con costos de generación más elevado y de baja eficiencia deben satisfacer la carga. El resultado es que el precio de la energía en las áreas o nodos donde existen estas restricciones tendrán precios más elevados que en otras áreas. Este redespacho de generación representa un aumento en los costos de producción, comparado con el que se tendría si no existieran límites en el sistema de transmisión.

En los sistemas eléctricos con mercados competitivos, las congestiones de red obligan muchas veces a negar la realización de transacciones compra-venta de electricidad.

La eliminación de restricciones en la transmisión es esencial para asegurar la operación económica de los sistemas eléctricos.

Anualmente las congestiones de red representan costos de cientos de millones de pesos para los consumidores (reflejados en las tarifas eléctricas) y para las compañías suministradoras

El **problema de congestión de red** es **dinámico**, ya que se mueve de una parte a otra del sistema, de un año a otro, y en respuesta a las estaciones del año y a las condiciones climáticas.

Las variables que definen el comportamiento de un sistema eléctrico son dinámicas. Por lo tanto, la capacidad de transmisión puede modificarse de un momento a otro y de una condición a otra. Puede ser diferente para distintos valores de demanda, despacho de generación o configuraciones de red.

La primera opción para aumentar la capacidad de transmisión de un enlace es la incorporación de nuevas líneas en paralelo o en otras regiones del sistema. Sin embargo, en la actualidad la obtención de derechos de paso para su construcción se presenta cada vez más complicada.

Además, el costo de los equipos empleados en infraestructura de transmisión es muy alto y se modifica por la volatilidad de los costos de las materias primas.

Aun cuando no se puede evitar completamente la construcción de nuevas líneas de transmisión, en el proceso de planificación debe considerarse la búsqueda de tecnologías modernas para incorporarlas en las decisiones de expansión.

Recientemente ha cobrado gran importancia la utilización de líneas de transmisión con:

- Conductores de alta temperatura y baja flecha (Conductores HTLS, High Temperature Low Sag)

Ventajas: Permiten el aumento de la capacidad de transmisión de una línea de hasta dos veces la capacidad original.

Esto se logra con conductores de esta tecnología, de diámetro similar al existente, manteniendo las mismas torres y cumpliendo la distancia al suelo original, con la potencia de transmisión aumentada.

La utilización de alambres de aleación de aluminio permite el funcionamiento del conductor a altas temperaturas llegando hasta 230°C

El alma del conductor se fabrica con acero aluminizado mejorándose notablemente la resistencia a la corrosión.

Existen diferentes tipos de conductores como los siguientes: ACSS (Aluminum Conductor Steel Supported), ZTACIR, GTACSR, ACCR, GZTACSR, GTTACSR, etc. y dentro de esta gran variedad se encuentran los conductores de construcción tipo GAP los cuales presentan ventajas técnicas y económicas frente a otras tecnologías existentes, lo que ha provocado su elección en la repotenciación de líneas de 15 KV a 380 KV en diversos países en todo el mundo.

Los conductores de construcción GAP (como por ejemplo los GTACSR) son una modificación de los conductores ACSR tradicionales. Estos conductores, formados por varias capas de alambres de aluminio termo-resistente que rodean a un núcleo de acero, se caracterizan por que los alambres de aluminio de la capa interna más próxima al núcleo poseen una sección trapezoidal, tal que da lugar a un hueco (GAP) entre el núcleo de acero y las capas de aluminio. Generalmente el hueco se rellena con una grasa resistente a las altas temperaturas



Figura 3.1. Construcción interna de algunos conductores HTLS.

Desventajas: Aumento de las pérdidas porcentuales de transmisión. Por ejemplo, una línea con conductores normales tiene pérdidas del orden de 7% cuando circula la potencia nominal.

Al cambiar por un conductor de alta capacidad de igual diámetro las pérdidas aumentarían aproximadamente al 9% de la nueva potencia nominal, la que hemos supuesto que se

duplica. La solución es menos eficiente desde el punto de vista de las pérdidas óhmicas de la línea.

Algunos conductores de este tipo presentan una mayor dificultad en el tendido del cable aunque progresivamente se han ido desarrollando herramientas que han facilitado el trabajo.

➤ Cables subterráneos

Tienen entre sus **ventajas** la ausencia de impacto visual, campos electromagnéticos bajos o inexistentes, insensibilidad al viento, nieve, hielo, etc., menor mantenimiento, utilización mínima de terreno, mayor fiabilidad, menos fallos, mayor capacidad de sobrecargas de corta duración.

Aunque entre sus **desventajas** cuentan con el hecho de que son cables más costosos que los utilizados en líneas aéreas.

➤ Sistemas de Transmisión Flexibles de Corriente Alterna (FACTS, por sus siglas en inglés). La filosofía de los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS, por sus siglas en inglés), desarrollada a finales de los años 80, es utilizar dispositivos electrónicos basados en diodos, tiristores y GTO para modificar los parámetros descritos y con ello controlar el flujo de potencia en una línea de transmisión. Esta circunstancia permite utilizar las líneas cerca de sus límites térmicos o forzar los flujos de potencia por rutas determinadas.

Entre las principales ventajas que representan estos dispositivos están:

- ◆ Permiten un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de rutas predeterminadas;
- ◆ Se puede operar con niveles de carga seguros (sin sobrecarga) y cercanos a los límites térmicos de las líneas de transmisión;
- ◆ Mayor capacidad de transferencia de potencia entre áreas controladas, con lo que el margen de reserva en generación puede reducirse considerablemente;
- ◆ Incrementan la seguridad del sistema al aumentar el límite de estabilidad transitoria, limitando las corrientes de corto circuito y sobrecargas, previniendo salidas en cascada, y limitando el efecto de otras fallas en el sistema y equipos;
- ◆ Amortiguan oscilaciones del sistema de potencia que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible;
- ◆ Responden rápidamente a los cambios en las condiciones de la red para proveer un control del flujo de potencia en tiempo real;
- ◆ Proveen una mayor flexibilidad en la localización de nuevas plantas generadoras;
- ◆ Proporcionan seguridad en las conexiones a través de las líneas de enlace entre empresas y regiones vecinas.

Una propiedad única de los FACTS es la gran flexibilidad que presentan en los tres estados operativos del sistema de potencia: prefalla, falla y postfalla. La capacidad para controlar transitorios y para impactar rápida y significativamente el estado de postfalla los hace sumamente atractivos.

Existen tres factores importantes a considerar cuando se ha tomado la decisión de instalar un dispositivo FACTS: **el tipo de dispositivo, la capacidad requerida y la ubicación que optimice el funcionamiento del dispositivo.** De estos factores, el último es de suma importancia, ya que la ubicación de los FACTS depende del efecto deseado y de las características propias del sistema.

También es importante definir los niveles de tensión adecuados para la transmisión (de ser necesario, modificando el nivel de tensión de las instalaciones existentes), tratar de ubicar las centrales generadoras más cerca de los centros de consumo y planificar de manera coordinada la expansión de la red eléctrica y la generación.

III.5. Ampliación de la subestación y creación de nuevas subestaciones.

La Central Termoeléctrica se enlaza al sistema de potencia a través de sus propias subestaciones, una por cada dos unidades, de 230 KV para las unidades 1 y 2, y de 400 KV para las unidades 3 a la 6; en suma, la central está dotada de tres subestaciones que se enlazan a la subestación Lázaro Cárdenas Potencia para su distribución a los diferentes centros de consumo.

Las subestaciones son aisladas en gas SF₆ para servicio interior, y están previstas para interconectarse a los transformadores por medio de bus y terminales SF₆.

El arreglo de las barras es un arreglo de interruptor y medio.



Imagen 3.6. Subestación encapsulada en SF₆

Como ya se había mencionado, el arreglo de la Central de Petacalco es un arreglo de Interruptor y Medio, este arreglo toma su nombre del hecho de que dos circuitos diferentes comparten un mismo interruptor.

Como se muestra en la figura, el interruptor central es compartido por los dos circuitos y su conexión es común a ambos.

En este arreglo cualquiera de los circuitos debe ser capaz de soportar la carga de ambos. El interruptor central (enlace) y sus cuchillas asociadas están normalmente cerrados.

Los dispositivos de potencial en la barra proporcionan una señal de referencia contra los dispositivos de potencial de las líneas para poder sincronizar el cierre de interruptores.

Los arreglos físicos de equipo para subestaciones constituyen dos versiones del arreglo de interruptor y medio: el arreglo “T” y el arreglo “U”.

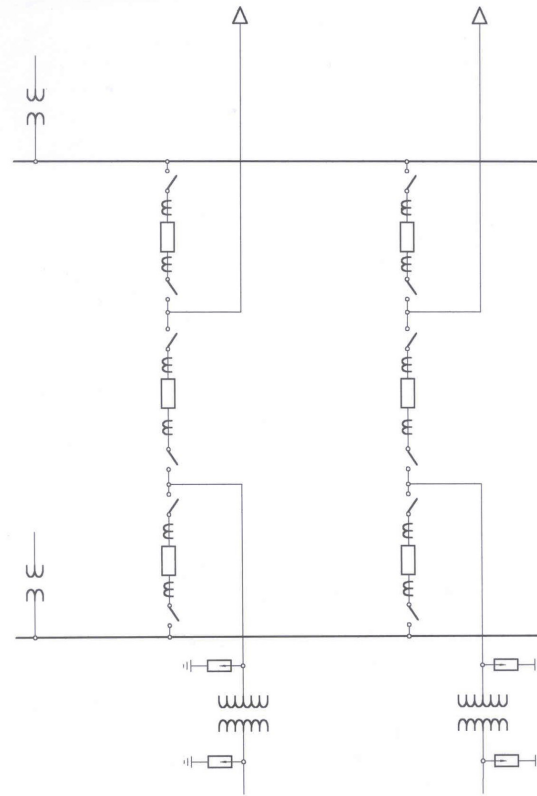


Figura 3.2. Diagrama unifilar de un arreglo en I de interruptor y medio

Según las guías y especificaciones establecidas por parte de la CFE, el arreglo en I de Interruptor y medio es el indicado para subestaciones elevadoras de centrales termoeléctricas, este arreglo presenta las siguientes características:

- En condiciones normales de operación todos los interruptores del arreglo están cerrados.
- Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de las barras colectoras su respectiva protección envía disparos a todos los interruptores asociados a las barras, sin quedar desconectada ninguna línea de transmisión o transformador de potencia de la subestación.
- Permite proporcionar mantenimiento a cualquier interruptor sin necesidad de que quede fuera de servicio la línea o transformador asociado.
- Da facilidad para el mantenimiento de las barras colectoras sin dejar fuera de servicio a las líneas de transmisión y bancos de potencia conectados a ellas.
- Proporciona **facilidad en la ampliación** sin tener que dejar fuera de servicio a la subestación o parte de ella.
- Los esquemas de protección de las líneas de transmisión y transformadores de potencia resultan más complicados debido a que las zonas de protección deben quedar debidamente traslapadas y además deben mandar disparar tanto al propio interruptor del elemento fallado como al de enlace.

- Los interruptores, cuchillas y transformadores de instrumento deben ser capaces de conducir la máxima corriente total de carga, que podría circular a través de ellos debido a cualquier maniobra de operación o contingencia.
- Requiere de más equipo que el arreglo con doble barra.

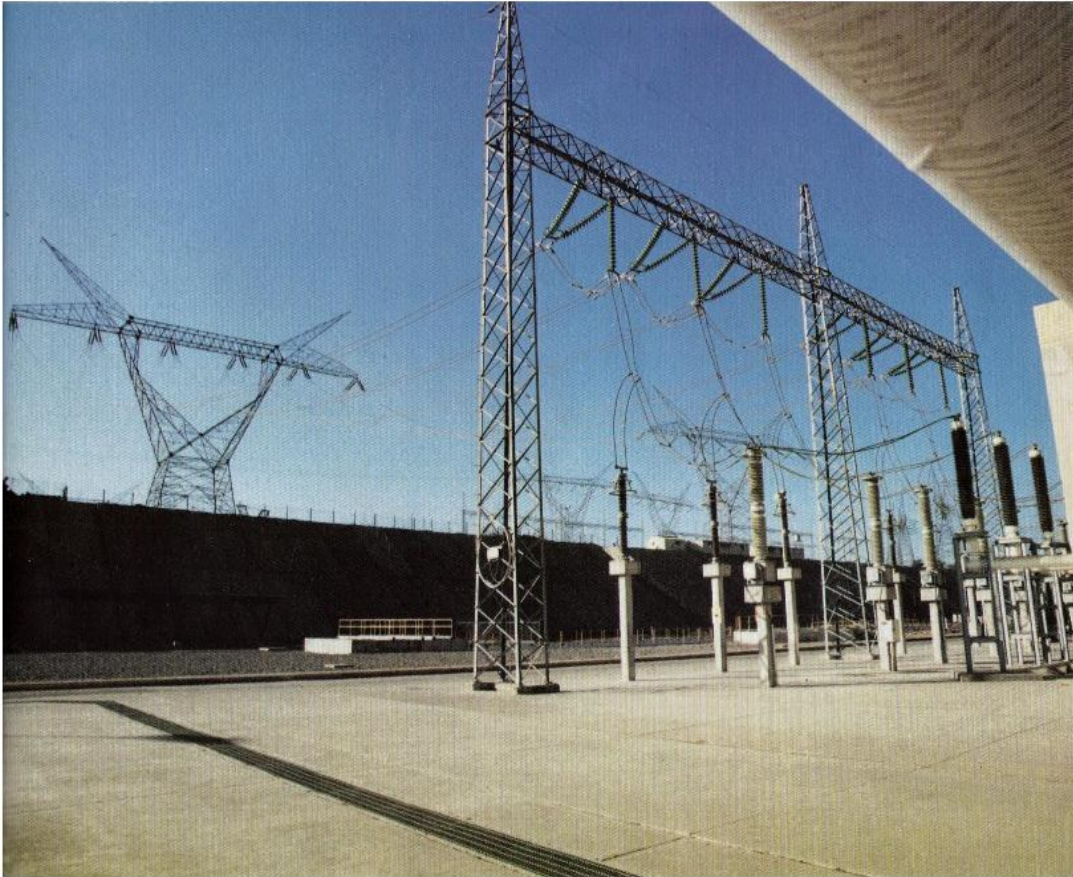


Imagen 3.7. Toma parcial de la Subestación Lázaro Cárdenas Potencia y líneas de transmisión que salen de la misma.

Este tipo de arreglo es el que se respeta para la ampliación de la Central con la entrada del nuevo generador. Así, podemos observar que si fuese necesario que entraran en servicio más unidades de generación será también necesario que la subestación se amplié de acuerdo a lo requerido y aunque las prospectivas contemplan con mucha anticipación el aumento en las cargas puede llegar un momento en que no sea posible ampliar más la subestación y sea necesario contemplar una nueva subestación.

Cuando se pretende realizar ampliaciones a las subestaciones existentes, regularmente se respeta el arreglo original (como queda demostrado en este caso), sin embargo cuando se trata de nuevas subestaciones, para el tipo de subestación y su arreglo se consideran independientemente de su ubicación (urbana, suburbana o rural) y de su nivel de tensión (transmisión, subtransmisión, distribución), los siguientes requerimientos principales que permiten optimizar el diagrama de conexiones:

- Continuidad de servicio.

Es uno de los requisitos más importantes para la selección del arreglo de la subestación, debido a que con esto se busca reducir los tiempos de interrupción, por lo que se deben considerar los siguientes aspectos:

- ✓ Capacidad de reserva. El arreglo debe contar con la flexibilidad suficiente para permitir utilizar la capacidad de reserva de transformación de la subestación, para que se siga proporcionando el suministro de energía eléctrica demandada sin ningún problema, cuando se presente una contingencia o por requerimientos de mantenimiento.
 - ✓ Confiabilidad del arreglo. Se cuantifica en base a los índices de probabilidad de frecuencia y duración de fallas de operación, obtenidos estadísticamente, de los elementos (líneas de transmisión, barras colectoras, transformadores de potencia y alimentadores), y de los equipos (interruptores, cuchillas desconectoras, transformadores de instrumento, etc.) que forman parte del arreglo de la subestación.
 - ✓ Seguridad del sistema. Un arreglo debe permitir con facilidad utilizar la capacidad de reserva de la subestación, tanto de transmisión como de transformación, para que la desconexión de un elemento no provoque la desconexión de otros elementos en cascada por sobrecarga y así evitar un colapso del sistema.
- Flexibilidad de operación.
Es la versatilidad del diagrama de conexiones para permitir realizar maniobras de cualquiera de los elementos de la subestación (líneas, bancos o barras colectoras), con un número reducido de operaciones y con la mínima cantidad de equipo involucrado, afectando lo menos posible la continuidad de servicio.
 - Facilidad de mantenimiento al equipo.
Un diagrama de conexiones ofrece facilidad para proporcionarle mantenimiento al equipo cuando cumple por lo menos con las siguientes características:
 - ✓ Simplicidad para facilitar su limpieza.
 - ✓ Un número reducido de maniobras para aislar al elemento que se le va a realizar el mantenimiento.
 - ✓ La independencia entre los elementos.
 - ✓ La normalización en una forma general que permita salidas planeadas del equipo para su mantenimiento.
 - ✓ Debe proporcionar seguridad al personal de mantenimiento.
 - Habilidad para limitar los niveles de corto circuito.
Un diagrama de conexiones debe permitir seccionarse en tal forma que se limite la elevación de la corriente de cortocircuito, a niveles que no puedan dañar al equipo de la subestación.
 - Simplicidad en los esquemas de control y protección.
Un sistema de protección y control es más simple cuando es menor la cantidad de equipo involucrado en el arreglo (interruptores, cuchillas y transformadores de instrumento); es decir que cuanto menor es el número de equipos, se tienen menos fuentes probables de fallas.
Por ejemplo la simplicidad para determinar las zonas de protección basándose en la cantidad de transformadores de corriente que se deben conectar en una protección dada, o el número de interruptores que debe disparar la protección.

Este concepto también involucra la facilidad que los operadores deben tener para comprender las instrucciones específicas, particularmente cuando se exigen decisiones rápidas al presentarse una condición de emergencia

- **Economía de equipo y su instalación.**
El arreglo de conexiones seleccionado determinará la cantidad de equipo requerido y el área de terreno que va a ocupar la subestación. Por lo que el arreglo utilizado determina en gran parte el costo de la subestación.
Con la adquisición de equipo normalizado se tiene la ventaja de que se cuenta con reserva de equipo que permite reemplazar el faltante en un tiempo corto.
- **Área disponible para su construcción.**
Una evaluación preliminar del área requerida por una subestación se puede realizar en base al diagrama de conexiones seleccionado.
Esta estimación debe ser revisada y adaptada a las condiciones particulares del sitio como las posibles limitaciones de los derechos de vía de las líneas de transmisión y sus acometidas a la subestación, o también si el área del sitio ideal para la ubicación de la subestación es restringida, puede ser necesario construir una subestación con un arreglo menos flexible de lo requerido o instalar equipo blindado que obviamente es más costoso pero optimiza el espacio.
- **Posibilidad de ampliación.**
Para la ampliación de una subestación, como la construcción de una nueva bahía y la extensión de los juegos de barras colectoras para la instalación de un nuevo banco o línea de transmisión, puede resultar difícil y costoso o bien imposible si no se consideró el crecimiento de la subestación previamente en la selección del arreglo. Las ampliaciones pueden ser modulares, con un mínimo posible de desconexiones.



Imagen 3.8.Toma del enlace subterráneo entre el transformador principal del generador No.7 y la subestación LCP.