

4. ANÁLISIS ESTRUCTURAL, ELÉCTRICO Y ECONÓMICO DE CADA REACTOR

Se realizará el análisis de la red eléctrica nacional en su zona oriental, para observar el efecto que causará en las líneas de transmisión la adición de un generador en la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde CNLV de tres capacidades distintas, tomando en cuenta la carga soportada en los buses de Veracruz II (VRD), Puebla (PBD), Tecali (TCL), Poza Rica (POZA), Coatzacoalcos (CZM) y los buses internos de Laguna Verde (LAV), y poder tomar una decisión adecuada sobre qué capacidad debe tener el nuevo generador a implementar para obtener un mejor rendimiento y una mejor eficiencia en la red.

También se tendrán en cuenta la entrada de los nuevos proyectos planeados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). El proyecto Papantla 1, subestación de 500MVA de capacidad y una relación de transformación de 400/115 kV y el proyecto Laguna Verde-Jamapa, que considera entre otras obras 180km-c de 400kV, dos bancos de 375MVA cada uno con relación de 400/230 kV en la subestación Jamapa¹.

Para dicho propósito, se hará uso un software de cálculo de redes eléctricas llamado Electrical Power System Design and Simulation Software (EDSA²), con le cual se calcularan las corrientes de corto circuito trifásica y de línea a tierra, que son las fallas más peligrosas, en cuanto a magnitud de corriente se refiere, así como para realizar un estudio de flujos para ver el comportamiento de las líneas de transmisión aledañas a la CNLV.

4.1 Análisis de corto circuito utilizando el software EDSA

Para realizar el análisis de cortocircuito, se deben conocer los parámetros de cada uno de los elementos de la red, por tal motivo, se presentan a continuación tablas con dichos parámetros, para poder insertar tal información en el software de simulación EDSA.

Se realizará una simulación con los elementos que actualmente están en la central nucleoeléctrica, sin adicionar aún ningún generador, para ver el estado de las corrientes de falla que se tienen y poder compararlas después con la adición del generador. En las tablas 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5 se muestran los datos de los generadores, de los nodos y de los

¹ Obras principales de la expansión en la red de transmisión zona Oriente del país, POISE 2008-2018.

² Electrical Power System Design and Simulation Software, 2005.

transformadores de 2 devanados, de 3 devanados y el equivalente de la red en los buses de 400 y 230 kV.

Tabla 4.1 Parámetros de generadores CNLV

Generadores								
Nombre del bus	Voltaje [kV]	Capacidad [MVA]	Factor de potencia	Xd'' [pu]	Xd' [pu]	Xd [pu]	X2v [pu]	Xo [pu]
LAVGEN1	22	900	0.9	0.028	0.039	0.20254	0.02863	0.0134
LAVGEN1	22	900	0.9	0.028	0.039	0.20254	0.02863	0.0134

Tabla 4.2 Voltajes de los nodos CNLV

Nodos	
Nombre del bus	Voltaje [kV]
LAVGEN1	22
LAVGEN2	22
LAV-400	400
LAV-230	230
LAV-34.5	34.5

Tabla 4.3 Parámetros de transformadores de 2 devanados CNLV

Transformadores 2D							
Nombre del transformador	Capacidad [MVA]	R+ [pu]	X+ [pu]	R0 [pu]	X0 [pu]	Del bus	Al bus
TR U1	900	0.00017	0.01294	2E-04	0.013	LAVGEN1	LAV-400
TR U2	900	0.00017	0.01294	2E-04	0.013	LAVGEN2	LAV-400

Tabla 4.4 Parámetros de transformador de 3 devanados CNLV³

Tranformador 3D									
Nombre del transformador	Capacidad 1-D [MVA]	Capacidad 2-D [MVA]	Capacidad 3-D [MVA]	R+ 1-2 [%]	X+ 1-2 [%]	R+ 1-3 [%]	X+ 1-3 [%]	R+ 2-3 [%]	X+ 2-3 [%]
T3D-LAV	300	300	39.9	0.01	6.44	0.00466	3.9	0.0047	3.09

³ Los valores de resistencias y reactancias de secuencia negativa son iguales para los 3 devanados

Tabla 4.5 Equivalentes de Thévenin de la Red en los buses de 400 [kV] y 230 [kV]

Equivalentes de Thévenin						
Equivalentes	R + [pu]	X+ [pu]	R- [pu]	X- [pu]	R0 [pu]	X0 [pu]
Thevenin en el bus						
LAV-230	0.00813	0.06563	0.00813	0.06559	0.01027	0.07228
LAV-400	0.00154	0.02036	0.00153	0.02017	0.01547	0.05495

Teniendo todos los datos pertinentes e introduciéndolos al simulador nos queda el siguiente diagrama, con las correspondientes corrientes de falla trifásica y de línea a tierra. En la Tabla 4.6 se muestran los resultados de la simulación con los dos generadores actuales: para cada uno de los buses se obtienen los valores de la corriente de falla de fase a tierra (LG Flt) y trifásica (3P Flt) en amperes.

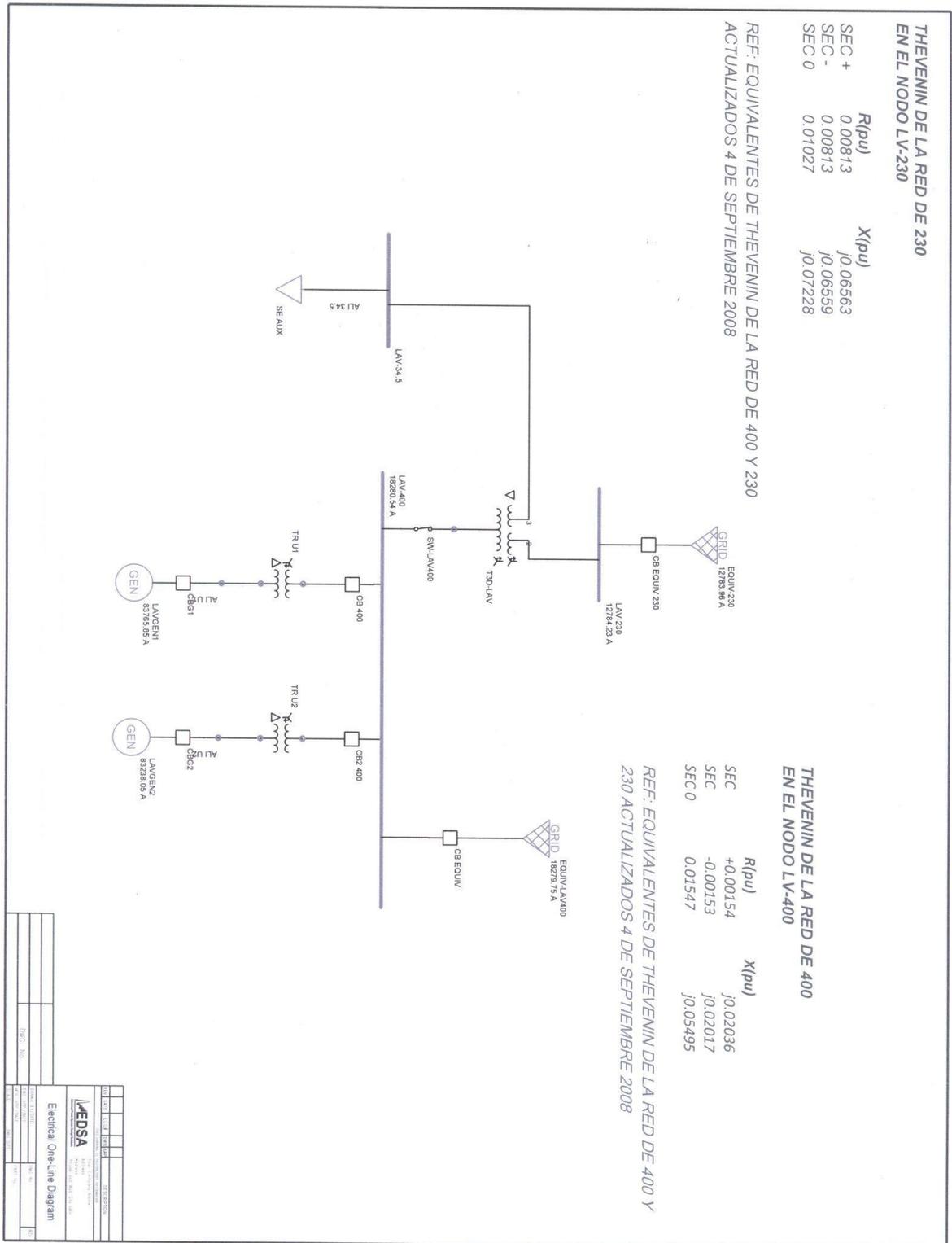


Figura 4.1 Simulación de Corto circuito en los buses de la CNLV, con dos generadores

Tabla 4.6 Resultados simulación corto-circuito con las dos unidades actuales

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
EQUIV-230	230000	11686	10127	12784	12384
EQUIV-LAV400	400000	15669	13599	18280	17482
LAV-230	230000	11686	10127	12784	12384
LAV-34.5	34500	17057	14774	0	14774
LAV-400	400000	15669	13599	18281	17483
LAVGEN1	22000	198573	172090	83766	192107
LAVGEN2	22000	198573	170287	83238	192107
SE AUX	34500	17042	14761	0	14761

Como se puede ver en los resultados de la simulación, es necesario obtener los valores de las corrientes de corto-circuito trifásico y de línea a tierra, ya que a veces la corriente del corto de línea a tierra es mayor a la corriente de corto trifásica; además estos dos tipos de fallas son los que presentan las corrientes de corto-circuito más grandes.

Habiendo obtenido las corrientes de falla en cada uno de los buses, se procede a obtener la simulación añadiendo uno de los generadores a implementar, para esto se deben obtener los datos de placa de dichos generadores, y si no se tienen los datos de las reactancias del generador, se pueden inferir a partir de estándares de fabricación para dichos generadores, como es el caso de esta tesis, ya que sólo se tienen los datos de placa del generador AP-1000 de la marca ALSTOM⁴. En la Tabla 4.7 se muestran los datos de placa del generador AP1000. Los datos de los generadores ABWR y EPR, fueron imposibles de obtener, por lo tanto los valores de reactancia que se usaron para estos dos tipos de generadores se consideraron del mismo valor que el del AP1000, ya que son de la misma naturaleza y varían poco uno respecto del otro.

Tabla 4.7 Valores de reactancias del generador AP-1000

Reactancias generador ALSTOM (U3-AP1000)		
REACTANCIAS	Simbolo	Valor [pu]
Reactancia sincrona longitudinal	xd	0.192416
Reactancia transitoria longitudinal	x'd	0.0371
Reactancia subtransitoria longitudinal	x''d	0.0268
Reactancia inversa	x2	0.0272
Reactancia homopolar	xo	0.0127

⁴ Datos de placa obtenidos de la empresa Iberdrola, facilitados por CFE.

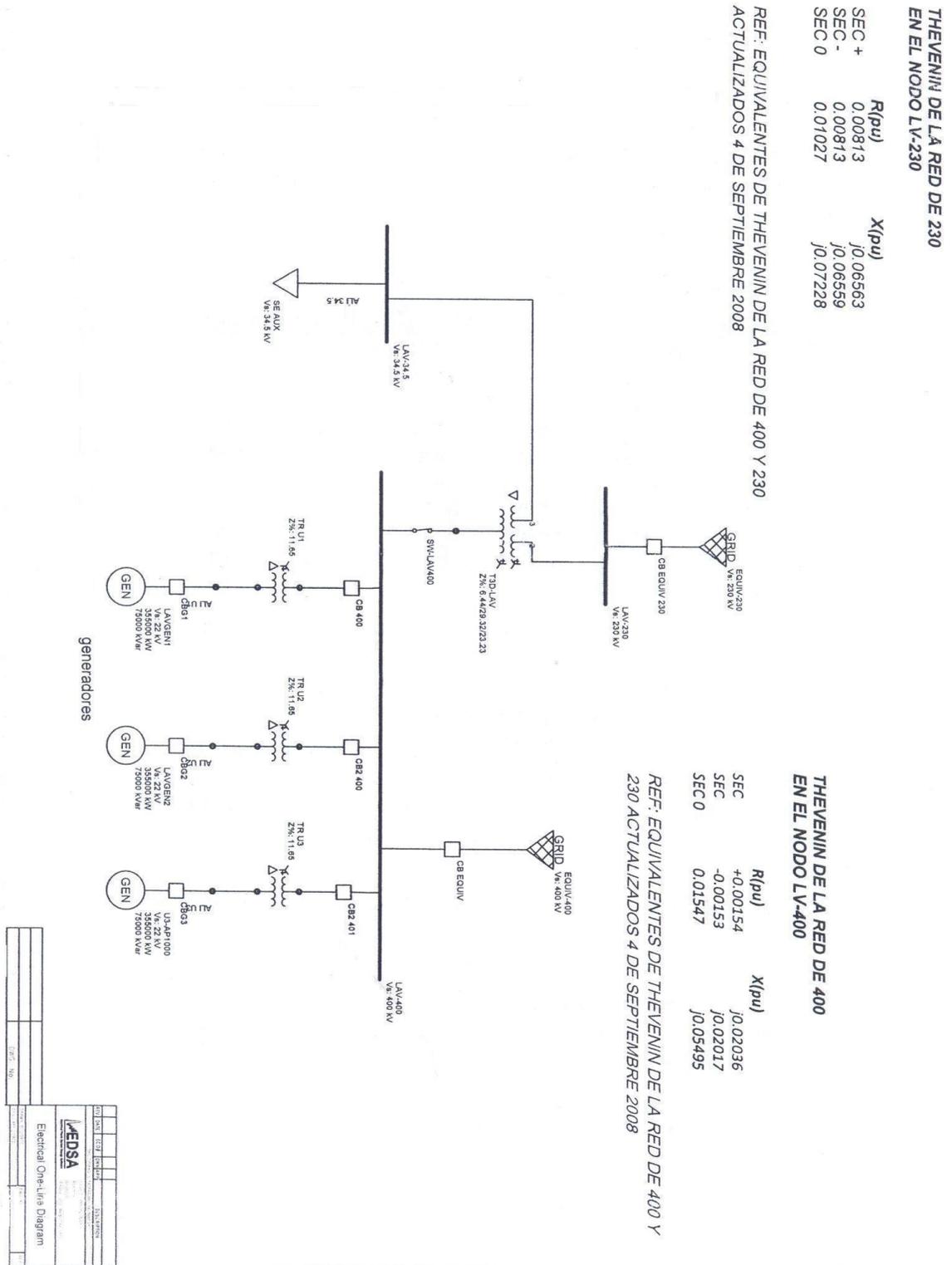


Figura 4.2 Simulación de Corto circuito en los buses de la CNLV, con tres generadores

En la Tabla 4.8 se muestran los resultados de la simulación añadiendo el generador AP-1000: para cada uno de los buses se obtienen los valores de la corriente de falla de fase a tierra (LG Flt) y trifásica (3P Flt) en amperes.

Tabla 4.8 Resultados simulación corto-circuito con las tres unidades

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
EQUIV-230	230000	12257	10618	13388	12972
EQUIV-400	400000	19363	16782	23352	22369
LAV-230	230000	12257	10618	13389	12973
LAV-34.5	34500	17235	14927	0	14927
LAV-400	400000	19364	16783	23354	22371
LAVGEN1	22000	211739	183411	84299	205390
LAVGEN2	22000	209081	181108	84185	203081
SE AUX	34500	17220	14914	0	14914
U3-AP1000	22000	220229	190196	84893	212350

Los resultados de la simulación de corto-circuito adicionando el generador AP-1000, será válida también para los generadores ABWR y EPR, ya que se consideró anteriormente que son de la misma naturaleza, ya que dicho estudio sobre los generadores, depende únicamente del valor de las reactancias propias del generador y los valores de estas están relacionadas con la construcción del mismo y no dependen de la capacidad.

Teniendo los valores de las corrientes de corto-circuito en los buses de la CNLV con los tres generadores, se puede hacer una comparación entre las dos simulaciones para poder ver el impacto que la adición causará en los buses y en la capacidad de las protecciones que se tienen instaladas.

La corriente de corto-circuito del nuevo generador es de 220.2 [kA], así que se necesitarán interruptores con una capacidad interruptiva similar a la de las dos unidades actuales, la cual es de 250 [kA]⁵.

El transformador usado en la simulación con los tres generadores se supuso igual que el de las dos unidades viejas, ya que las reactancias también dependen de la fabricación del mismo, sólo se tendría que poner atención en la capacidad de éste, según el generador que se vaya a implementar.

En la Tabla 4.9 se comparan las corrientes de corto-circuito con 2 generadores (Icc 2gen) y con 3 generadores (Icc 3gen) mostrando la diferencia entre ambas.

⁵ Valor obtenido en la subdirección de generación sureste Dos Bocas, CFE.

Tabla 4.9 Comparación de corrientes de corto-circuito en los buses de la CNLV con dos y tres generadores

Corrientes de corto-circuito			
Nombre del bus	Icc [kA] 2 gen	Icc [kA] 3 gen	Diferencia [kA]
LAV-400	15.6	19.4	3.8
LAV-230	11.7	12.3	0.6
LAV-34.5	17.1	17.3	0.2

Se puede ver que el aumento de la corriente se refleja en los tres buses, aunque de mayor magnitud en el bus de LAV-400, así que se recomienda checar la capacidad del mismo, ya que el aumento de corriente es de 3.8 [kA] y puede que se exceda la capacidad, por otro lado también se puede checar que los buses LAV-230 y LAV-34.5, tengan el suficiente margen de sobra en la capacidad para poder soportar un incremento de 600 [A] y 200 [A] respectivamente.

Si bien este análisis de corto-circuito no favorece a ninguno de los generadores por el hecho de tener los mismos resultados para cada uno, y en caso de tener que calibrar o adquirir nuevo equipo dependiendo de las corrientes resultantes, se debe hacer para cualquiera de los tres generadores por igual, no está de más hacer el análisis, aunque de igual forma no esté relacionado con las líneas de transmisión, es un análisis que no puede faltar en cualquier caso de expansión de alguna red eléctrica.

4.2 Análisis de corto circuito calculado manualmente con el método de las componentes simétricas

4.2.1 Análisis con dos generadores

Para comprobar los resultados que el programa EDSA arroja se determinará ahora el cálculo de las corrientes de corto circuito con el método de las componentes simétricas. Se desglosan los datos y un diagrama unifilar que indica la configuración de la CNLV con dos generadores.

Análisis del Impacto en la Red Eléctrica al Adicionar Nueva Capacidad en la CNLV

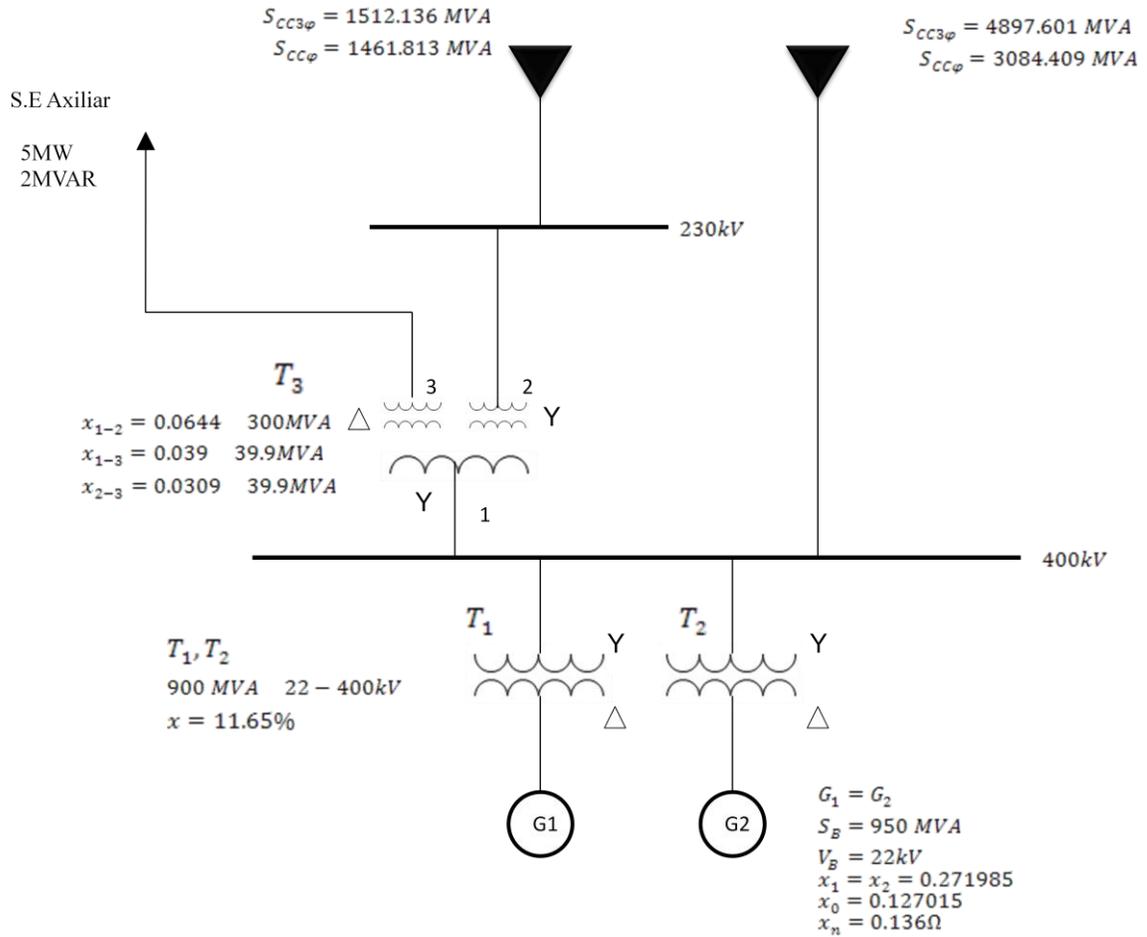


Figura 4.3 Diagrama unifilar de la CNLV

Cambios de Base

Generadores

a) Generador 1

$$x_n \bar{x}_1 = \bar{x}_2 = j0.271985 \left(\frac{100}{950} \right) = j0.0286 [pu]$$

$$\bar{x}_0 = j0.127015 \left(\frac{100}{950} \right) = j0.0134 [pu]$$

b) Generador 2

$$\bar{x}_1 = \bar{x}_2 = j0.271985 \left(\frac{100}{950} \right) = j0.0286 [pu]$$

$$\bar{x}_0 = j0.127015 \left(\frac{100}{950} \right) = j0.0134 [pu]$$

Transformadores

a) Transformadores T_1 y T_2 :

$$\bar{x}_1 = \bar{x}_2 = \bar{x}_0 = j0.1165 \left(\frac{100 \text{ MVA}}{900 \text{ MVA}} \right) = j0.0129 [\text{pu}]$$

b) Autotransformador T_3 :

El circuito equivalente de secuencia cero de un transformador trifásico de tres devanados depende de la forma de conectar los devanados y puede deducirse directamente de los circuitos equivalentes de secuencia cero de los transformadores trifásicos de dos devanados. En la figura 4.4 se muestra el circuito equivalente de secuencia cero para el autotransformador T_3 .

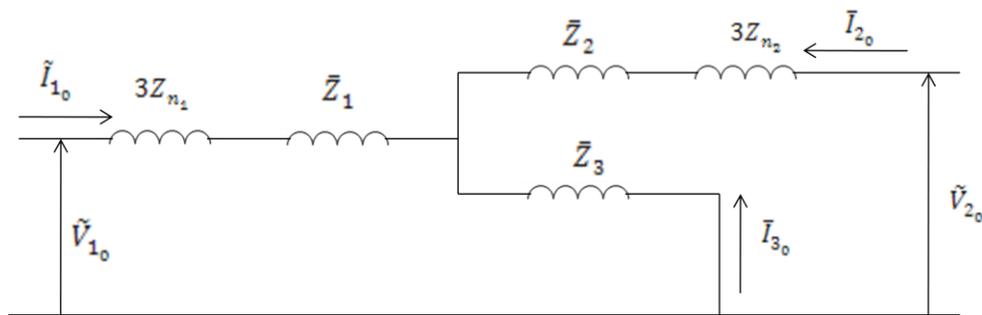


Figura 4.4 Conexión estrella-estrella-delta⁶

Donde:

$$Z_1 = 1/2 (\bar{x}_{1-2} + \bar{x}_{1-3} - \bar{x}_{2-3})$$

$$Z_2 = 1/2 (\bar{x}_{1-2} + \bar{x}_{2-3} - \bar{x}_{1-3})$$

$$Z_3 = 1/2 (\bar{x}_{1-3} + \bar{x}_{2-3} - \bar{x}_{1-2})$$

Cambiando de base los datos del transformador de 3 devanados se tiene que:

⁶ Redes Eléctricas Tomo 2. Viqueira Landa Jacinto. Circuitos Equivalentes de Secuencia Positiva, Negativa y Cero de Transformadores. Página 145

$$\bar{x}_{1-2} = j0.0644 \left(\frac{100 \text{ MVA}}{300 \text{ MVA}} \right) = j0.0215[\text{pu}]$$

$$\bar{x}_{1-3} = j0.039 \left(\frac{100 \text{ MVA}}{39.9 \text{ MVA}} \right) = j0.0977[\text{pu}]$$

$$\bar{x}_{2-3} = j0.0309 \left(\frac{100 \text{ MVA}}{39.9 \text{ MVA}} \right) = j0.0774[\text{pu}]$$

Sustituyendo valores se tiene finalmente:

Para la secuencia positiva, negativa y cero obtenemos los mismos valores:

$$Z_1 = j0.0209[\text{pu}] \quad Z_2 = j5.835 \times 10^{-4}[\text{pu}] \quad Z_3 = j.0769[\text{pu}]$$

Thévenin de las Redes

a) Thevenin de la Red de 400 kV

$$x_1 = x_2 = \frac{E_{a1}}{S_{CC3\phi}} S_B = \frac{1}{4897.601} (100) = j0.0204[\text{pu}]$$

$$x_0 = 3 \frac{S_B (E_{a1})^2}{S_{CC\phi}} - 2x_1 = j \left[3 \frac{100(1)^2}{3084.409} - 2(0.0204) \right] = j0.0566[\text{pu}]$$

b) Thevenin de la Red de 230 kV

$$x_1 = x_2 = \frac{E_{a1}}{S_{CC3\phi}} S_B = \frac{1}{1512.136} (100) = j0.0661[\text{pu}]$$

$$x_0 = 3 \frac{S_B (E_{a1})^2}{S_{CC\phi}} - 2x_1 = j \left[3 \frac{100(1)^2}{1461.813} - 2(0.0661) \right] = j0.073[\text{pu}]$$

Carga Eléctrica del bus de 34.5 kV.

$$\bar{z} = \frac{S_B}{[S_{carga}]^*} = \frac{100}{[5 - j2]^*} = 17.2414 + j6.8966 = 18.5695 \angle 21.80^\circ[\text{pu}]$$

A continuación se muestran en la figura 4.5 los diagramas de secuencia positiva, negativa y cero, en este caso los diagramas de secuencia positiva y negativa son idénticos.

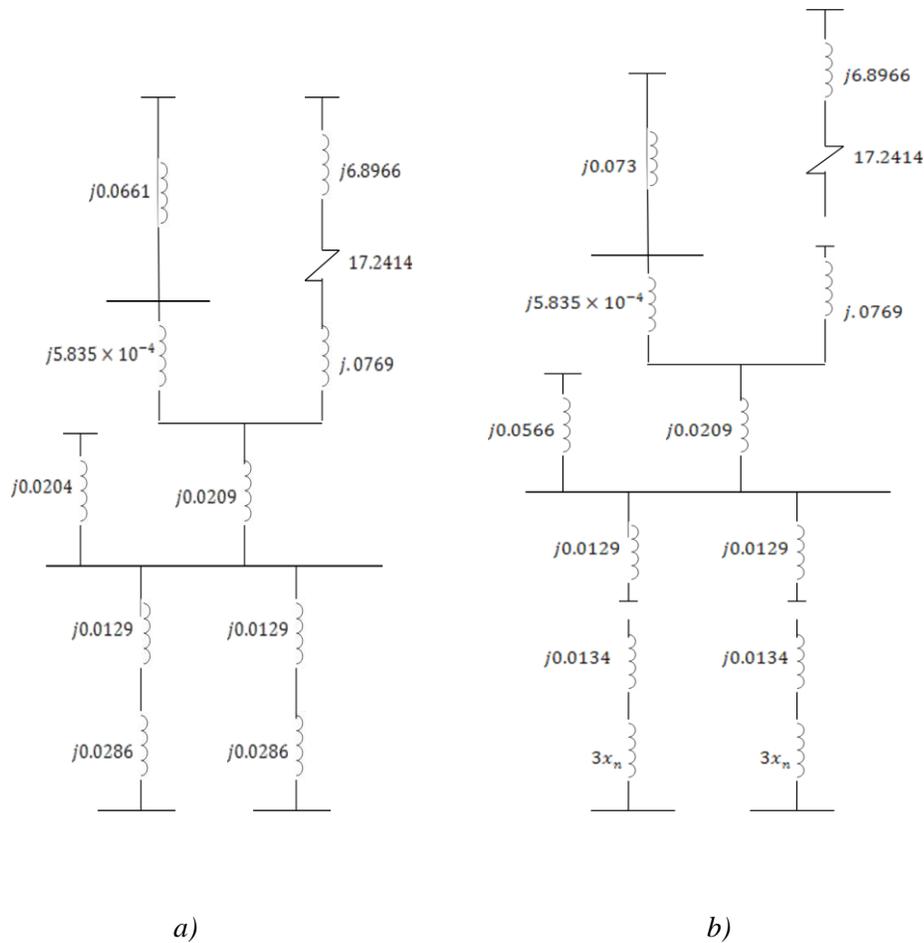


Figura 4.5 Diagramas de secuencia con dos generadores: a) positiva y negativa y b) de secuencia cero

Para saber la corriente de falla, se obtiene el equivalente de Thévenin en el punto de falla deseado. Simplificando los diagramas obtenemos la corriente en el punto de falla en

- a) bus de 400 kV, para los casos de una falla trifásica y una falla de línea a tierra
- b) bus de 230 kV, para los casos de una falla trifásica y una falla de línea a tierra
- c) bus de 34.5 kV, para los casos de una falla trifásica y una falla de línea a tierra
- d) Para las terminales del Generador 1 ó 2, para los casos de una falla trifásica y una falla de línea a tierra

a) Bus de 400kV

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}V_{ab}} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3}(400 \times 10^3)} = 144.3376[A]$$

Las impedancias equivalentes de Thévenin de secuencia positiva, negativa y cero para el bus en falla son

$$\bar{x}_1 = \bar{x}_2 = j9.204563 \times 10^{-3} [pu]$$

$$\bar{x}_0 = j5.268708 \times 10^{-3} [pu]$$

i) Falla Trifásica

$$\bar{I}_a = \bar{I}_{a1} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1} = 108.641768 [pu]$$

$$\tilde{I}_a = \bar{I}_a I_B = 108.641768(144.3376) [A] = 15681.09 [A]$$

ii) Falla de Fase a Tierra

$$\bar{I}_{a0} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1 + \bar{x}_2 + \bar{x}_0} = 42.233593 [pu]$$

$$\bar{I}_a = 3\bar{I}_{a0} = 126.70078 [pu]$$

$$\tilde{I}_a = \bar{I}_a I_B = 126.70078(144.376) [A] = 18287.69 [A]$$

b) Bus de 230 kV

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}V_{ab}} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3}(230 \times 10^3)} = 251.0219 [A]$$

Las impedancias equivalentes de Thévenin de secuencia positiva, negativa y cero para el bus en falla son

$$\bar{x}_1 = \bar{x}_2 = j0.021448 [pu]$$

$$\bar{x}_0 = j0.015942 [pu]$$

i) Falla Trifásica

$$\bar{I}_a = \bar{I}_{a1} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1} = 46.624024 [pu]$$

$$\tilde{I}_a = \bar{I}_a I_B = 46.624024(251.0219) [A] = 11,703.65 [A]$$

ii) Falla de Fase a Tierra

$$\begin{aligned}\bar{I}_{a0} &= \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1 + \bar{x}_2 + \bar{x}_0} = 16.995595[pu] \\ \bar{I}_a &= 3\bar{I}_{a0} = 50.986786[pu] \\ \tilde{I}_a &= \bar{I}_a I_B = 50.986786(251.0219)[A] = 12,798.80[A]\end{aligned}$$

c) *Bus de 34.5 kV*

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}V_{ab}} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3}(34.5 \times 10^3)} = 1673.479[A]$$

Las impedancias equivalentes de Thévenin de secuencia positiva, negativa y cero para el bus en falla son

$$\begin{aligned}\bar{x}_1 &= \bar{x}_2 = j0.097956[pu] \\ \bar{x}_0 &= 17.2414 + j6.8966[pu]\end{aligned}$$

i) Falla Trifásica

$$\begin{aligned}\bar{I}_a &= \bar{I}_{a1} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1} = 10.208665[pu] \\ \tilde{I}_a &= \bar{I}_a I_B = 10.208665(1673.479)[A] = 17083.99[A]\end{aligned}$$

ii) Falla de Fase a Tierra

$$\begin{aligned}\bar{I}_{a0} &= \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1 + \bar{x}_2 + \bar{x}_0} \\ \bar{I}_a &= 3\bar{I}_{a0} \\ \tilde{I}_a &= \bar{I}_a I_B = 269.276[A]\end{aligned}$$

d) *Terminales del Generador G1 ó G2*

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}V_{ab}} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3}(22 \times 10^3)} = 2624.3194[A]$$

Las impedancias equivalentes de Thévenin de secuencia positiva y negativa para el bus en falla son

$$\bar{x}_1 = \bar{x}_2 = j0.013262[pu]$$

Debemos calcular la impedancia equivalente de Thévenin de secuencia cero x_{TH_0}

i) Falla Trifásica

$$\bar{I}_a = \bar{I}_{a1} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1} = 75.403408[pu]$$

$$\tilde{I}_a = \bar{I}_a I_B = 75.403408(2624.3194)[A] = 197,882.63[A]$$

ii) Falla de Fase a Tierra

Calculamos la Impedancia Base

$$z_B = \frac{(V_{ab_B})^2}{S_B} = \frac{(22 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 4.84\Omega$$

La reactancia de secuencia cero del generador es:

$$\bar{x}_0 = j0.127015 \left(\frac{100}{950} \right) = j0.0134[pu]$$

La impedancia a tierra del generador es:

$$x_n = 0.136\Omega$$

y en por unidad $\bar{x}_n = \frac{x_n}{z_B} = \frac{0.136}{4.84} = 0.0281 [pu]$

$$3x_n = 3(0.0281) = 0.0843[pu]$$

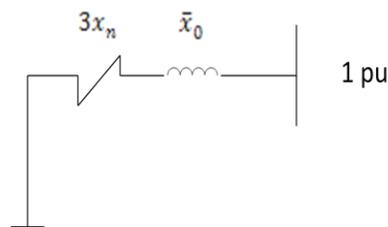


Figura 4.6 La impedancia del equivalente de thévenin de secuencia cero para la falla en las terminales del generador 1 ó 2

La impedancia del equivalente de thévenin de secuencia cero es:

$$x_{TH_0} = 3x_n + \bar{x}_0 = 0.0843 + j0.0134 [pu]$$

$$\bar{I}_{a0} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1 + \bar{x}_2 + x_{TH_0}} = \frac{1}{2(j0.013262) + (0.0843 + j0.0134)} [pu]$$

$$\bar{I}_a = 3\bar{I}_{a0} = \frac{3}{2(j0.013262) + (0.0843 + j0.0134)} [pu]$$

$$I_B = 2624.3194[A]$$

$$\tilde{I}_a = \bar{I}_a I_B = 84,404.95 \angle -25.34^\circ [A]$$

$$\therefore \tilde{I}_a = 84,404.95[A]$$

4.2.2 Análisis con tres generadores

A Continuación se muestra el cálculo con el método de las componentes simétricas. Se desglosan los datos y un diagrama unifilar que nos indica la configuración de la CNLV con tres generadores.

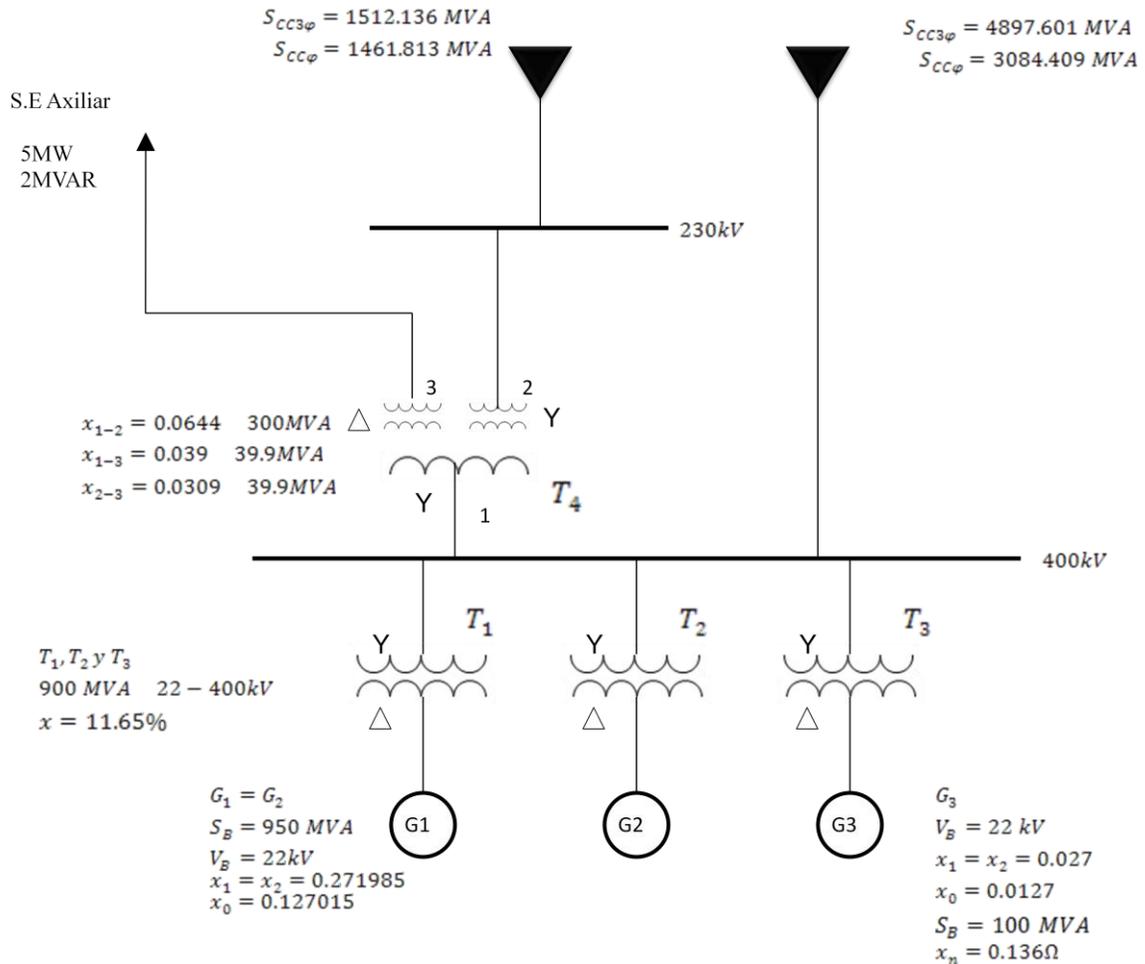


Figura 4.7 Diagrama unifilar de la CNLV con 3 generadores

Como los datos del Generador 3 ya están en la base deseada empezaremos a definir los diagramas de secuencia positiva, negativa y cero. El Transformador 3 es similar a los transformadores 1 y 2. Así que:

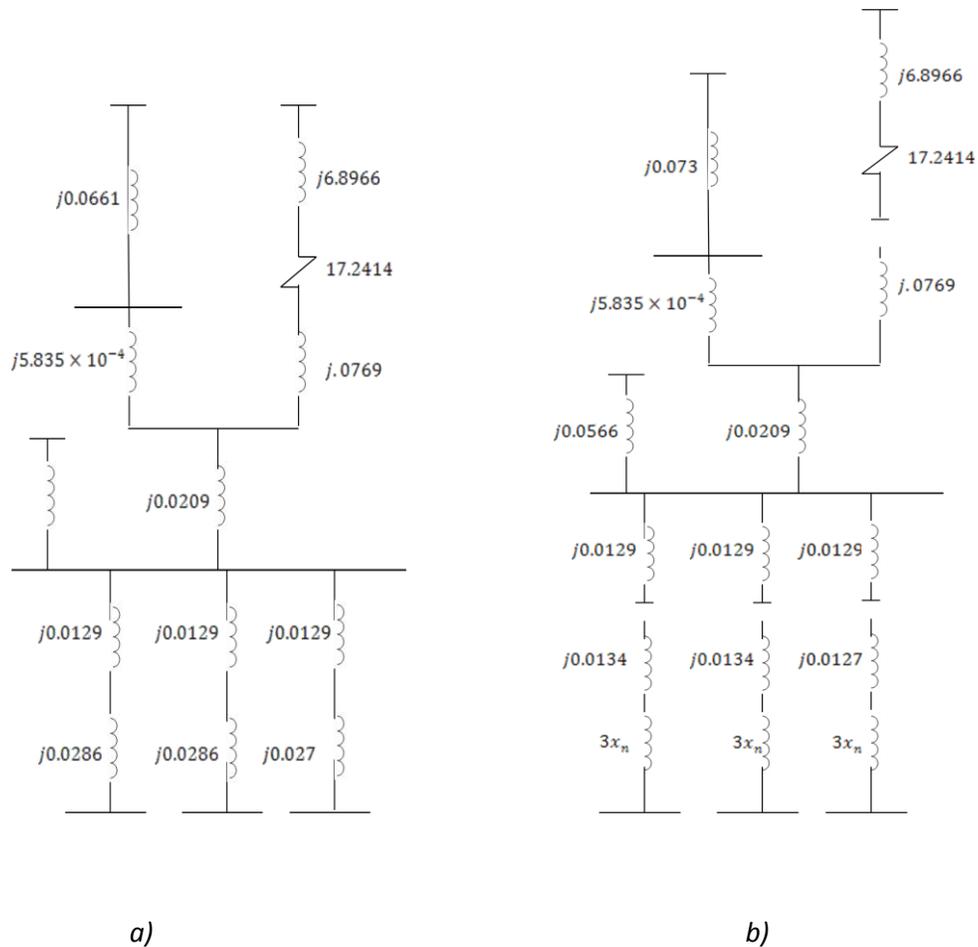


Figura 4.8 Diagramas de secuencia con tres generadores: a) positiva y negativa y b) de secuencia cero

Para saber la corriente de falla, se obtiene el equivalente de Thévenin en el punto de falla deseado. Simplificando los diagramas obtenemos la corriente en el punto de falla en

- a) bus de 400 kV, para los casos de una falla trifásica y una falla de línea a tierra
- b) bus de 230 kV, para los casos de una falla trifásica y una falla de línea a tierra
- c) bus de 34.5 kV, para los casos de una falla trifásica y una falla de línea a tierra
- d) Para las terminales del Generador 1 ó 2, para el caso de una falla trifásica
- e) Para las terminales del Generador 3, para los casos de una falla trifásica y una falla de línea a tierra

a) Bus de 400kV

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}V_{ab}} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3}(400 \times 10^3)} = 144.3376[A]$$

Las impedancias equivalentes de Thévenin de secuencia positiva, negativa y cero para el bus en falla son

$$\bar{x}_1 = \bar{x}_2 = j7.479194 \times 10^{-3} [pu]$$

$$\bar{x}_0 = j3.740846 \times 10^{-3} [pu]$$

i) Falla Trifásica

$$\bar{I}_a = \bar{I}_{a1} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1} = 133.704247 [pu]$$

$$\tilde{I}_a = \bar{I}_a I_B = 133.704247(144.3376) [A] = 19,298.55 [A]$$

iii) Falla de Fase a Tierra

$$\bar{I}_{a0} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1 + \bar{x}_2 + \bar{x}_0} = 53.478126 [pu]$$

$$\bar{I}_a = 3\bar{I}_{a0} = 160.434379 [pu]$$

$$\tilde{I}_a = \bar{I}_a I_B = 160.434379(144.3376) [A] = 23,156.71 [A]$$

b) Bus de 230 kV

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}V_{ab}} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3}(230 \times 10^3)} = 251.0219 [A]$$

Las impedancias equivalentes de Thévenin de secuencia positiva, negativa y cero para el bus en falla son

$$\bar{x}_1 = \bar{x}_2 = j0.020466 [pu]$$

$$\bar{x}_0 = j0.015321 [pu]$$

i) Falla Trifásica

$$\bar{I}_a = \bar{I}_{a1} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1} = 48.861526 [pu]$$

$$\tilde{I}_a = \bar{I}_a I_B = 48.861526(251.0219) [A] = 12,265.31 [A]$$

iv) Falla de Fase a Tierra

$$\bar{I}_{a0} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1 + \bar{x}_2 + \bar{x}_0} = 17.776766 [pu]$$

$$\bar{I}_a = 3\bar{I}_{a0} = 53.330298 [pu]$$

$$\tilde{I}_a = \bar{I}_a I_B = 53.330298(251.0219) [A] = 13,387.07 [A]$$

c) **Bus de 34.5kV**

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}V_{ab}} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3}(34.5 \times 10^3)} = 1673.479[A]$$

Las impedancias equivalentes de Thévenin de secuencia positiva, negativa y cero para el bus en falla son

$$\bar{x}_1 = \bar{x}_2 = j0.096959[pu]$$

$$\bar{x}_0 = 17.2414 + j6.8966[pu]$$

j) **Falla Trifásica**

$$\bar{I}_a = \bar{I}_{a1} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1} = 10.313638[pu]$$

$$\tilde{I}_a = \bar{I}_a I_B = 10.313638(1673.479)[A] = 17,259.66[A]$$

v) **Falla de Fase a Tierra**

$$\bar{I}_{a0} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1 + \bar{x}_2 + \bar{x}_0}$$

$$\bar{I}_a = 3\bar{I}_{a0}$$

$$\tilde{I}_a = \bar{I}_a I_B = 269.2862[A]$$

e) **Terminales del Generador G1 ó G2**

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}V_{ab}} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3}(22 \times 10^3)} = 2624.3194[A]$$

Las impedancias equivalentes de Thévenin de secuencia positiva y negativa para el bus en falla son

$$\bar{x}_1 = \bar{x}_2 = j0.012442[pu]$$

Debemos calcular la impedancia equivalente de Thévenin de secuencia cero x_{TH_0}

i) **Falla Trifásica**

$$\bar{I}_a = \bar{I}_{a1} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1} = 80.3729[pu]$$

$$\tilde{I}_a = \bar{I}_a I_B = 80.3729(2624.3194)[A] = 210,924.24[A]$$

ii) Falla de Fase a Tierra

Calculamos la Impedancia Base

$$z_B = \frac{(V_{abB})^2}{S_B} = \frac{(22 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 4.84\Omega$$

La reactancia de secuencia cero del generador es:

$$\bar{x}_0 = j0.127015 \left(\frac{100}{950} \right) = j0.0134[pu]$$

La impedancia a tierra del generador es:

$$x_n = 0.136\Omega$$

y en por unidad $\bar{x}_n = \frac{x_n}{z_B} = \frac{0.136}{4.84} = 0.0281 [pu]$

$$3x_n = 3(0.0281) = 0.0843[pu]$$

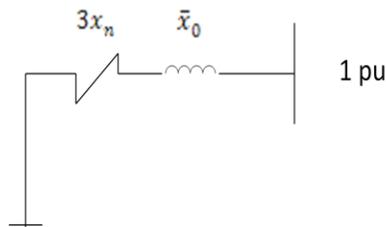


Figura 4.9 La impedancia del equivalente de thévenin de secuencia cero para la falla en la terminal del generador 1 ó 2 con las tres unidades

La impedancia del equivalente de thévenin de secuencia cero es:

$$x_{TH0} = 3x_n + \bar{x}_0 = 0.0843 + j0.0134 [pu]$$

$$\bar{I}_{a0} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1 + \bar{x}_2 + x_{TH0}} = \frac{1}{2(j0.012442) + (0.0843 + j0.0134)} [pu]$$

$$\bar{I}_a = 3\bar{I}_{a0} = \frac{3}{2(j0.012442) + (0.0843 + j0.0134)} [pu]$$

$$I_B = 2624.3194[A]$$

$$\tilde{I}_a = \bar{I}_a I_B = 85,034.07 \angle -24.42^\circ [A]$$

$$\therefore \tilde{I}_a = 85,034.07[A]$$

f) Terminal del Generador G3

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}V_{ab}} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3}(22 \times 10^3)} = 2624.3194[A]$$

Las impedancias equivalentes de Thévenin de secuencia positiva y negativa para el bus en falla son

$$\bar{x}_1 = \bar{x}_2 = 0.012154[pu]$$

i) Falla Trifásica

$$\bar{I}_a = \bar{I}_{a1} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1} = 82.277440[pu]$$

$$\tilde{I}_a = \bar{I}_a I_B = 82.277440(2624.3194)[A] = 215,922.28[A]$$

iii) Falla de Fase a Tierra

Calculamos la Impedancia Base

$$Z_B = \frac{(V_{ab_B})^2}{S_B} = \frac{(22 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 4.84\Omega$$

La reactancia de secuencia cero del generador es:

$$\bar{x}_0 = j0.0127[pu]$$

La impedancia a tierra del generador es:

$$x_n = 0.136\Omega$$

y en por unidad $\bar{x}_n = \frac{x_n}{z_B} = \frac{0.136}{4.84} = 0.0281 [pu]$

$$3x_n = 3(0.0281) = 0.0843[pu]$$

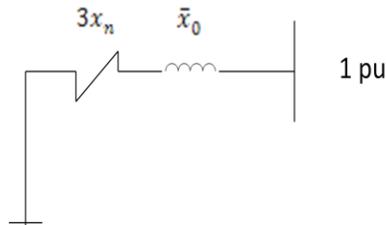


Figura 4.10 La impedancia del equivalente de thévenin de secuencia cero para la falla en la terminal del generador 3

La impedancia del equivalente de thévenin de secuencia cero es:

$$x_{TH_0} = 3x_n + \bar{x}_0 = 0.0843 + j0.0127 [pu]$$

$$\bar{I}_{a0} = \frac{\bar{E}_{a1}}{\bar{x}_1 + \bar{x}_2 + x_{TH_0}} = \frac{1}{2(j0.012154) + (0.0843 + j0.0127)} [pu]$$

$$\bar{I}_a = 3\bar{I}_{a0} = \frac{3}{2(j0.012442) + (0.0843 + j0.0134)} [pu]$$

$$I_B = 2624.3194[A]$$

$$\tilde{I}_a = \bar{I}_a I_B = 85,514.62 \angle -23.7^\circ [A]$$

$$\therefore \tilde{I}_a = 85,514.62[A]$$

Ahora veamos los porcentajes de error que hay entre los cálculos manuales y los obtenidos por la simulación con el programa EDSA.

Utilizando la siguiente fórmula

$$E_r = \frac{V_T - V_E}{V_T} \times 100$$

Donde E_r es el error relativo, V_T es el valor teórico y V_E el valor experimental (en nuestro caso representa el valor obtenido con las simulaciones)

Los resultados se muestran en las tablas 4.10 y 4.11, para el sistema con dos unidades y con tres unidades respectivamente.

Tabla 4.10 Comparación entre los valores obtenidos manualmente con el método de las componentes simétricas, con los de las simulaciones, para dos generadores

Nombre del Bus	Falla Trifásica			Falla de Fase a Tierra		
	Componentes Simétricas [A]	Software EDSA [A]	Porcentaje de error [%]	Componentes Simétricas [A]	Software EDSA [A]	Porcentaje de error [%]
LAV – 34.5	17083.99	17057	0.157984171	269.276	0	100
LAV – 230	11703.65	11686	0.150807654	12798.8	12784	0.115635841
LAV – 400	15681.09	15669	0.077099232	18287.69	18281	0.036581985
LAV GEN1	197882.63	198573	0.348878525	84404.95	83776	0.745157719
LAV GEN2	197882.63	198573	0.348878525	84404.95	83776	0.745157719

Tabla 4.11 Comparación entre los valores obtenidos manualmente con el método de las componentes simétricas, con los de las simulaciones, para tres generadores

Nombre del Bus	Falla Trifásica			Falla de Fase a Tierra		
	Componentes Simétricas [A]	Software EDSA [A]	Porcentaje de error [%]	Componentes Simétricas [A]	Software EDSA [A]	Porcentaje de error [%]
LAV – 34.5	17259.66	17235	0.142876511	269.2862	0	100
LAV – 230	12265.31	12257	0.067752058	13387.07	13389	0.014416896
LAV – 400	19298.55	19364	0.339144651	23156.71	23352	0.843340872
LAV GEN1	210924.24	211739	0.386280875	85034.07	84299	0.864441747
LAV GEN2	210924.24	209081	0.873887231	85034.07	84185	0.998505658
U3 - AP1000	215922.28	220229	1.994569528	85514.62	84893	0.726916637

Los valores de porcentaje de error para las fallas en el bus de 34.5 kV que arrojan un valor del 100% es porque el valor obtenido con el software EDSA entrega un valor de cero amperes, debido a que se encuentra una conexión delta y en tal conexión la componente de secuencia cero es nula. Para los demás casos tenemos porcentajes de error muy aceptables, y así poder continuar con el trabajo de cortos circuitos.

4.3 Análisis de flujos

En este análisis se verá qué es lo que sucede con las líneas de transmisión teniendo los dos generadores actuales, tomando en cuenta el proyecto de repotenciación de los mismos, los cuales aumentarán un 15% su capacidad actual de 682.5 [MW]⁷, y qué es lo que sucederá al añadir un generador más, teniendo un escenario de máxima demanda, momento en el cual se tiene el mayor valor de carga y por tanto, se tiene que tener el mayor flujo sobre la red. También, el caso de demanda mínima, para ver que los niveles de voltaje en los buses no se eleven a valores que sobrepasen el 5% del valor nominal por el efecto capacitivo de las líneas de transmisión.

Se analizarán dos aspectos en este estudio:

- a) La capacidad de corriente que cada línea de transmisión tiene, tomando en cuenta las características de la misma.
- b) La cantidad de reactivos que se pierden en las líneas, teniendo en cuenta la potencia característica de las mismas.

Para las simulaciones se tomará un diagrama de la red interconectada nacional, en su parte oriental, tomando como centro, la CNLV y delimitándolo con los buses POZA (Poza Rica), TCL (Tecali), VRD (Veracruz II), JMP (Jamapa), PAP y CZM. El diagrama que se tomará como base es el que se muestra en la Figura 4.11.

⁷ Valor obtenido en la subdirección de generación sureste Dos Bocas, CFE.

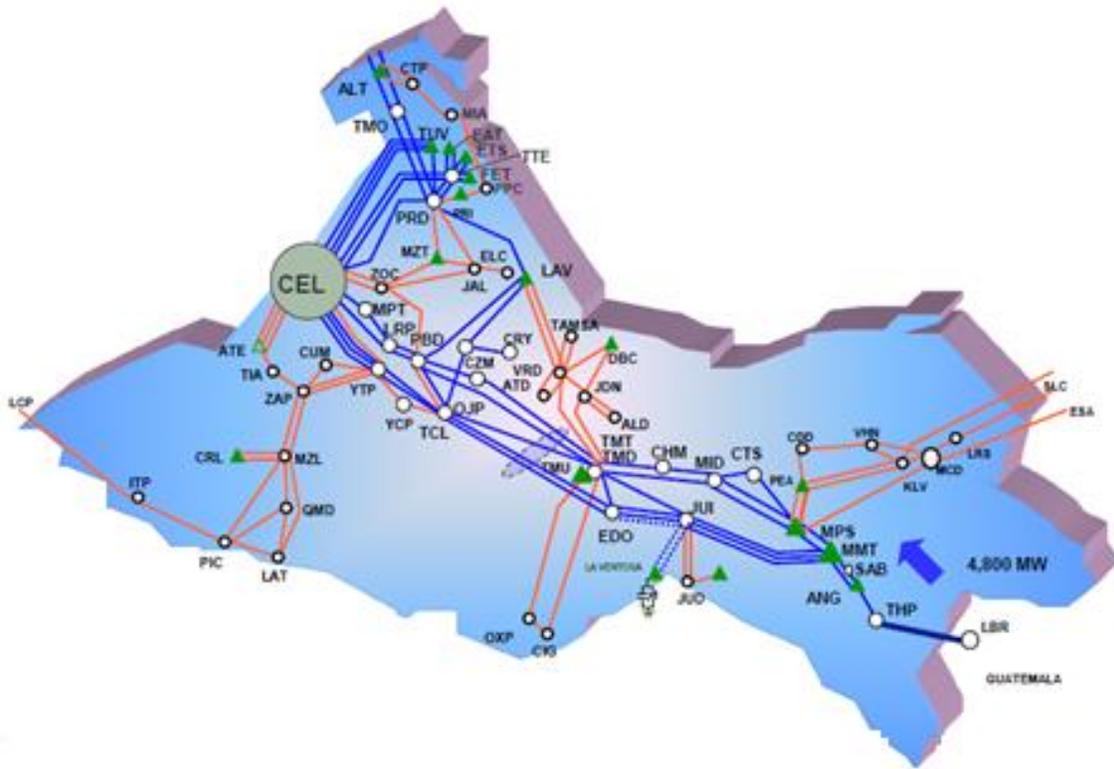


Figura 4.11 Red Oriental del sistema interconectado nacional⁸

Para comenzar con el análisis, es necesario tener los valores de los parámetros de cada uno de los elementos que van a intervenir en la simulación, para eso se presentan las siguientes tablas con dichos valores⁹, para después poder simular el sistema eléctrico con EDSA.

En las Tablas 4.12, 4.13, 4.14 y 4.15 se muestran los parámetros de la potencia de los generadores, líneas de transmisión, y carga de demanda máxima y mínima.

Tabla 4.12 Parámetros de las potencias de los generadores actuales de la CNLV y generadores a comparar

GENERADORES					
Nombre unidad	Capacidad [MVA]	Pmax [MW]	Qmax [Mvar]	Pmin [MW]	Qmin [Mvar]
U-1	850	785	150	300	-150
U-2	850	785	150	300	-150
AP-1000	1300	1100	200	600	-200
ABWR	1500	1350	230	600	-200
EPR	1800	1600	270	800	-250

⁸ FUENTE: CFE.

⁹ Estos valores en conjunto con los anteriores de los parámetros para el estudio de corto-circuito, deben ser insertados en el software EDSA para el estudio de flujos, por tanto, solo se pondrán los valores faltantes.

Tabla 4.13 Parámetros de las líneas de transmisión

RAMAS					
Nombre	Resistencia [pu]	Reactancia inductiva [pu]	Reactancia capacitiva [pu]	Ampacidad [A]	Voltaje [kV]
LAV-JMP1	0.00153	0.01887	0.55702	2000	400
LAV-JMP2	0.00153	0.01887	0.55702	2000	400
LAV-PAP	0.00255	0.03145	0.92814	2000	400
LAV-POZA	0.00288	0.03646	1.04692	2000	400
LAV-PBD	0.00421	0.05536	1.504	2000	400
PBD-TCL	0.00074	0.00935	0.267	2000	400
CZM-TCL	0.00057	0.00842	0.22986	2000	400
LAV-VRD1	0.00982	0.07567	0.13956	224.4	230
LAV-VRD2	0.00982	0.07567	0.13956	224.4	230

Tabla 4.14 Parámetros de la carga, demanda máxima

CARGA		
Nombre	P [MW]	Q [Mvar]
C-JMP	101	45
C-PAP	127	57
C-POZA	845	0.6856
C-PBD	1329.4	50.5
C-TCL	796.5	272.6
C-CZM	36.9	18.6
C-VRD	59.2	10
C-AuxSer	0.5	0.2

Tabla 4.15 Parámetros de la carga, demanda mínima

CARGA		
Nombre	P [MW]	Q [Mvar]
C-JMP	58.5	24.5
C-PAP	96	34
C-POZA	435	0.234
C-PBD	638	30.3
C-TCL	554	177.6
C-CZM	24	6
C-VRD	43	6
C-AuxSer	0.5	0.2

Los parámetros de resistencia y reactancia de los interruptores pueden ponerse en cero, o asignarles un valor bajo, ya que son despreciables y no afectan de manera significativa la simulación de flujos, por otro lado, para asignar la ampacidad de las líneas de transmisión y

a su vez la de los interruptores, se obtuvo información acerca de las líneas típicas de 230 [kV] y 400 [kV] de CFE. En la Tabla 4.16. se muestran los tipos de cable que se usan para implementar las líneas de transmisión dependiendo del voltaje.

Tabla 4.16 Tablas nominales y designaciones preferentes para líneas de transmisión¹⁰

Descripción Corta.	Baja tensión 240V	Mediana tensión kV			Alta tensión kV			
		13.8	24	34.5	69	115	230	400
Cable ACSR 2	X	X	X	X				
Cable ACSR 1/0	X	X	X	X				
Cable ACSR 3/0		X	X	X	X			
Cable ACSR 4/0		X	X	X	X			
Cable ACSR 266			X	X	X	X		
Cable ACSR 336				X	X	X		
Cable ACSR 477					X	X		
Cable ACSR 795						X	X	
Cable ACSR 900							X	
Cable ACSR 1113							X	X

Teniendo el calibre de los cables que típicamente se usan en las líneas de transmisión de CFE, se pueden consultar tablas para obtener la ampacidad de las mismas y poder alimentar el software de simulación EDSA; en la Tabla 4.17 se presentan los parámetros de los cables.

De acuerdo con la tabla 4.17, para una línea de transmisión de 400 [kV], se tiene un conductor de 1113 MCM el cual tiene una ampacidad promedio de 1 [kA], y una línea de transmisión de 230 [kV] tiene un conductor de 795 MCM el cual tiene una ampacidad promedio de 810 [A], por lo tanto en el software se introducirá una ampacidad de 2 [kA] para una línea de transmisión de 400 [kV] y de 1.6 [kA] para una línea de transmisión de 230 [kV] y sus interruptores asociados, ya que las líneas tienen 2 conductores por fase y se duplica la capacidad que tienen.

¹⁰ Comisión Federal de Electricidad. Derechos de vía. NRF-014-CFE-2005

Tabla 4.17 Tabla de parámetros de los cables de acuerdo a su calibre¹¹

Código Mundial	Calibre AWG	Cableado AL/Acero	Ampacidad (Amperes)				Resistencia Ohms / km		Reactancia a 60 HZ. 305 mm de espaciamiento		
			Sol No Viento	No Viento		Viento No sol	DC20°C	CA 25°C	Inductiva Ohms / km		Capacidad Megohms Por Km
				No sol	Sol				25°C	75°C	
Fleming	666,600	24/7	570	670	810	880	0.0843	0.0860	0.2550	1.6339	
Crow	715,500	54/7	600	700	840	920	0.0785	0.0810	0.2529	1.6142	
Starling	715,500	26/7	610	710	850	930	0.0782	0.0804	0.2516	1.6437	
Redwing	715,500	30/19	610	720	860	940	0.0778	0.0801	0.2480	1.5945	
Tern	795,000	45/7	630	750	890	970	0.0713	0.0736	0.2523	1.6010	
Condor	795,000	54/7	640	760	900	980	0.0708	0.0728	0.2487	1.5879	
Drake	795,000	26/7	650	770	910	990	0.0704	0.0728	0.2480	1.5814	
Mallard	795,000	30/19	660	780	910	1000	0.0700	0.0722	0.2441	1.5650	
Crane	874,500	54/7	690	810	960	1050	0.0642	0.0666	0.2454	1.5617	
Canary	900,000	54/7	700	830	950	1050	0.625	0.0646	0.2441	1.5551	
Rail	954,000	45/7	720	850	970	1070	0.0594	0.0620	0.2454	1.5551	
Cardinal	954,000	54/7	730	870	990	1090	0.0584	0.0614	0.2425	1.5420	
Oriolan	1,033,500	45/7	760	900	1020	1130	0.0574	0.0574	0.2425	1.5322	
Curlew	1,033,500	54/7	770	910	1040	1150	0.0568	0.0568	0.2392	1.5190	
Bluejay	1,113,000	45/7	790	940	1070	1190	0.0535	0.0535	0.2308	1.5125	
Finch	1,113,000	54/19	810	960	1090	1210	0.0531	0.0531	0.2362	1.4993	
Bunting	1,192,500	45/7	830	990	1120	1240	0.0502	0.0502	0.2372	1.4901	
Grackle	1,192,500	54/19	850	1010	1130	1260	0.0495	0.0495	0.2336	1.4829	
Bittern	1,272,000	45/7	870	1030	1160	1290	0.0472	0.0472	0.2349	1.4797	
Pheasant	1,272,000	54/19	890	1050	1180	1320	0.0468	0.0468	0.2313	1.4685	
Dipper	1,351,500	45/7	900	1080	1210	1340	0.0449	0.0449	0.2323	1.4685	
Martin	1,351,500	54/19	920	1100	1230	1370	0.0440	0.0440	0.2287	1.4501	
Bobolink	1,431,000	45/7	940	1120	1250	1390	0.0427	0.0427	0.2308	1.4501	
Plover	1,431,000	54/19	950	1140	1270	1420	0.0417	0.0417	0.2287	1.4337	
Nuthatch	1,510,500	45/7	970	1160	1300	1440	0.0404	0.0404	0.2280	1.4370	
Parrot	1,510,500	54/19	990	1180	1320	1470	0.0400	0.0400	0.2251	1.4206	
Lapwing	1,590,000	45/7	1010	1200	1340	1490	0.0387	0.0387	0.2260	1.4239	
Falcon	1,590,000	54/19	1030	1230	1360	1520	0.0381	0.0381	0.2224	1.4108	
Chukar	1,780,000	84/19	1090	1300	1440	1600	0.0348	0.0348	0.2205	1.3911	
Bluebird	2,158,000	84/19	1230	1450	1610	1810	0.0295	0.0295	0.2139	1.3451	
Kwiri	2,187,000	72/7	1220	1460	1600	1790	0.0299	0.0299	0.2162	1.3550	

Para los interruptores de los generadores la ampacidad está dada por la corriente máxima que el generador puede administrar, esto lo podemos obtener con la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V_{ff} * f.p.}$$

Donde:

P: Potencia efectiva del generador

V_{ff}: Voltaje entre fases

f.p.: factor de potencia

Para las dos unidades existentes se tiene:

$$I = \frac{785 [MW]}{\sqrt{3} * 22[kV] * 0.9} = 22.9[kA]$$

Para el generador AP1000 se tiene:

¹¹ Conductores eléctricos. Viakon, Condumex.

$$I = \frac{1100 [MW]}{\sqrt{3} * 22[kV] * 0.9} = 32.07[kA]$$

Para el generador ABWR se tiene:

$$I = \frac{1350 [MW]}{\sqrt{3} * 22[kV] * 0.9} = 39.36[kA]$$

Para el generador EPR se tiene:

$$I = \frac{1600[MW]}{\sqrt{3} * 22[kV] * 0.9} = 46.66[kA]$$

Por lo tanto los interruptores BR-1 y BR-2 del diagrama tendrán que tener una ampacidad de 26 [kA] y el interruptor BR-3 tendrá que tener una ampacidad de 35 [kA] cuando se simule con el generador AP1000, 44 [kA] cuando se tenga el generador ABWR y de 50 [kA] cuando se tenga el generador EPR.

Finalmente la capacidad de corriente de los buses se fija en el valor que viene por default, que es de 5 [kA], excepto para el bus LAV-400, el cual está conectado a los generadores y es por el cual va a fluir la mayor cantidad de corriente, el valor de ampacidad de este bus es de 10 [kA]¹².

Por último se debe asignar un nodo o bus (PRD-400), el cual va a fungir como un nodo compensador, al cual se le asigna solamente la magnitud del voltaje y el ángulo, y este se va a encargar de entregar la potencia faltante en caso de que se necesite o de absorber la potencia sobrante en caso de que las unidades cubran por completo la carga del sistema simulado.

Teniendo todos los parámetros de los elementos de la red, se procede a simular el flujo de potencias en los escenarios de demanda máxima y mínima teniendo las dos unidades actuales, y después simular la adición del nuevo generador intercalando la potencia del mismo. Las simulaciones se presentan a continuación.

¹² Valor obtenido en la subdirección de generación sureste Dos Bocas, CFE.

Análisis del Impacto en la Red Eléctrica al Adicionar Nueva Capacidad en la CNL

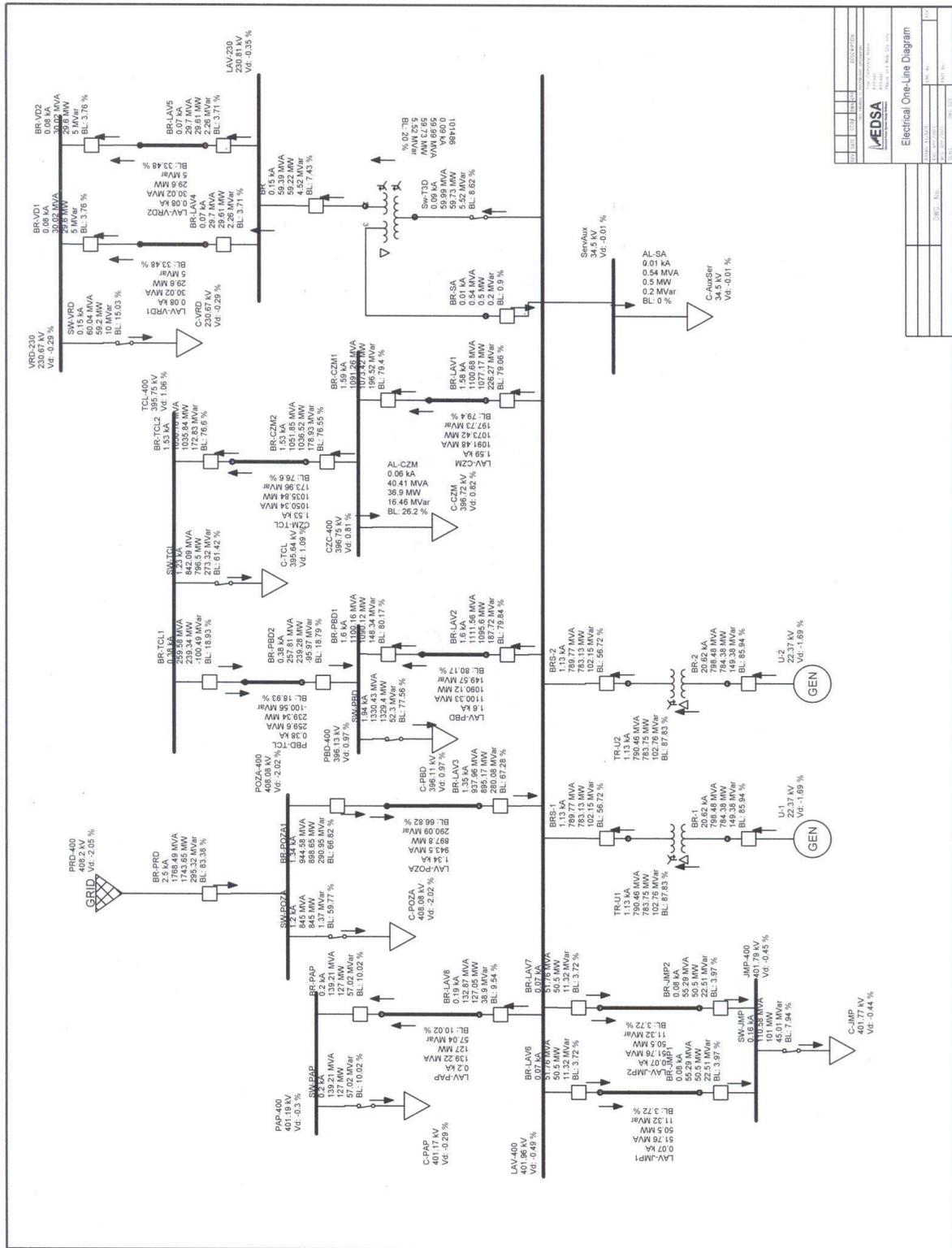


Figura 4.12 Flujos con dos generadores, demanda máxima

Análisis del Impacto en la Red Eléctrica al Adicionar Nueva Capacidad en la CNLV

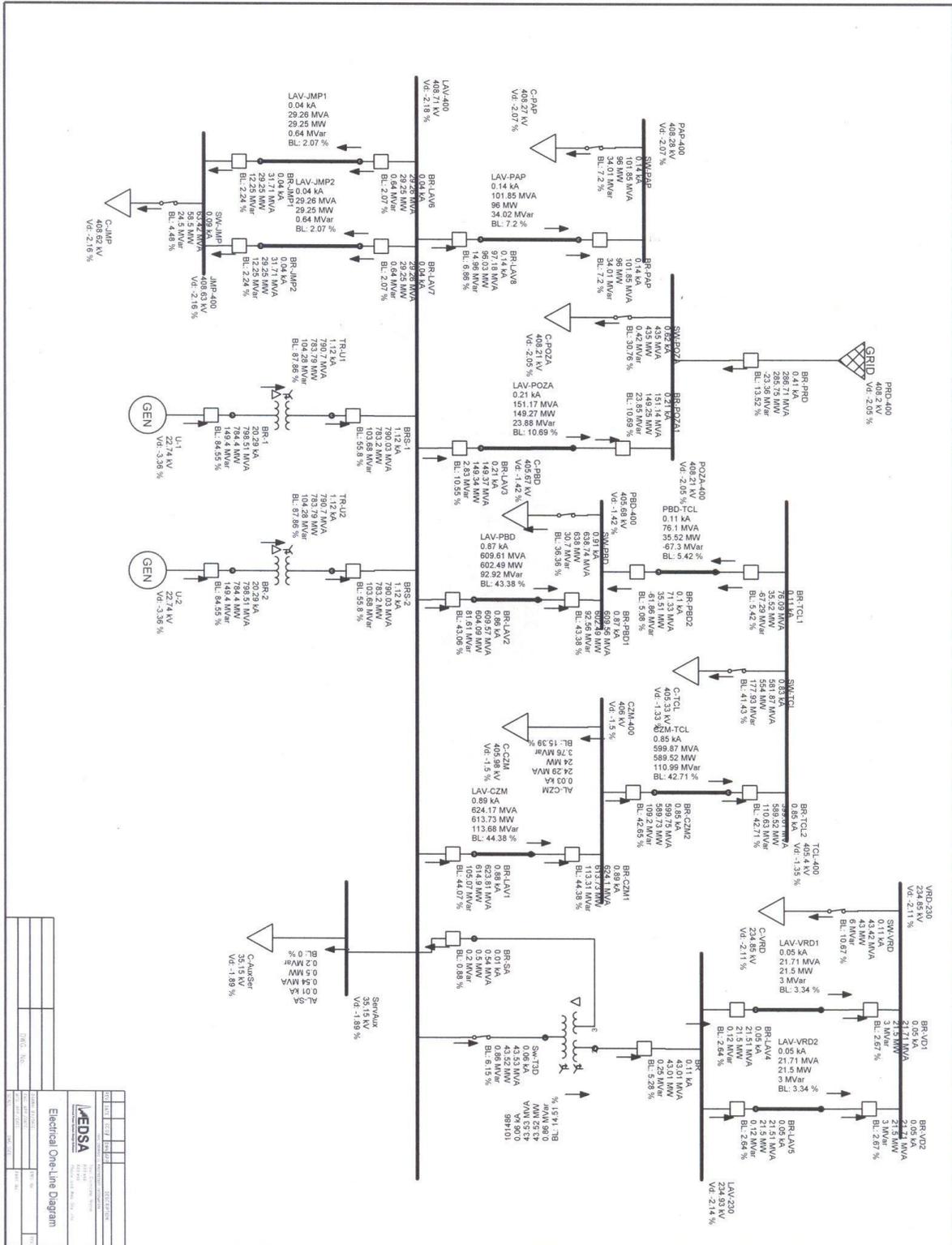


Figura 4.13 Flujos con dos generadores, demanda mínima

Tabla 4.18 Resultados de las caídas de voltaje y carga en los buses, demanda máxima con dos unidades

BUS RESULTS						
Bus Name	Voltage [KV]	Voltage Drop (%)	Angle (Degree)	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Power Factor(%)
PRD-400	408.2	-2.05	0	1743.888	348.241	98.06
U-1	22.327	-1.49	-28.5	785	150	98.22
U-2	22.327	-1.49	-28.5	785	150	98.22
CZM-400	395.912	1.02	-4.7	1073.419	196.618	98.36
JMP-400	401.791	-0.45	-2	101	45.012	91.34
LAV-230	230.335	-0.15	-2.7	59.219	4.546	99.71
LAV-400	401.142	-0.29	-1.9	2460.611	534.655	97.72
PAP-400	400.364	-0.09	-2.2	127	57.019	91.23
PBD-400	395.289	1.18	-5.5	1329.401	148.35	99.38
POZA-400	408.064	-2.02	-0.1	1743.888	345.204	98.1
ServAux	34.433	0.2	27.3	0.5	0.2	92.85
TCL-400	394.914	1.27	-5.4	1035.834	273.328	96.69
VRD-230	230.199	-0.09	-2.8	59.2	10.004	98.6

Tabla 4.19 Resultados del flujo de potencias y corriente en las líneas de transmisión, demanda máxima con dos unidades

BRANCH RESULTS								
Name	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Active Power Loss (MW)	Reactive Power Loss (MVAR)	Current (KA)	Angle (Degree)	Ampacity (KA)	Feeder Loading (%)
CZM-TCL	-1035.835	-173.99	0.682	5.028	1.535	165	2	77%
LAV-CZM	-1073.42	-197.834	3.766	28.868	1.591	165	2	80%
LAV-JMP1	50.505	11.317	0.005	-11.192	0.074	-15	2	4%
LAV-JMP2	50.505	11.317	0.005	-11.192	0.074	-15	2	4%
LAV-PAP	-127	-57.039	0.05	-18.055	0.201	154	2	10%
LAV-PBD	-1090.123	-149.589	5.5	38.563	1.607	167	2	80%
LAV-POZA	897.997	342.942	2.734	11.29	1.362	-21	2	68%
LAV-VRD1	-29.6	-5.003	0.009	-2.731	0.075	168	1.6	5%
LAV-VRD2	-29.6	-5.003	0.009	-2.731	0.075	168	1.6	5%
PBD-TCL	239.333	-100.538	0.054	-4.569	0.379	17	2	19%

En las tablas 4.18 y 4.19 se muestran los resultados de las simulaciones en el escenario de demanda mínima con las dos unidades actuales.

Tabla 4.20 Resultados de las caídas de voltaje y carga en los buses, demanda mínima con dos unidades

BUS RESULTS						
Bus Name	Voltage (KV)	Voltage Drop (%)	Angle (Degree)	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Power Factor(%)
PRD-400	408.2	-2.05	0	285.762	-3.759	99.99
U-1	22.723	-3.29	-26.4	785	150	98.22
U-2	22.723	-3.29	-26.4	785	150	98.22
CZM-400	405.689	-1.42	-1.2	613.728	113.327	98.34
JMP-400	408.634	-2.16	0.3	58.5	24.504	92.24
LAV-230	234.757	-2.07	-0.2	43.01	0.257	100
LAV-400	408.403	-2.1	0.3	1566.384	223.967	98.99
PAP-400	407.98	-1.99	0.1	96	34.01	94.26
PBD-400	405.374	-1.34	-1.6	638.001	92.567	98.96
POZA-400	408.201	-2.05	0	435	4.253	100
ServAux	35.127	-1.82	29.8	0.5	0.2	92.85
TCL-400	405.095	-1.27	-1.6	589.516	177.93	95.73
VRD-230	234.679	-2.03	-0.3	43	6.002	99.04

Tabla 4.21 Resultados del flujo de potencias y corriente en las líneas de transmisión, demanda mínima con dos unidades

BRANCH RESULTS								
Name	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Active Power Loss (MW)	Reactive Power Loss (MVAR)	Current (KA)	Angle (Degree)	Ampacity (KA)	Feeder Loading (%)
CZM-TCL	-589.517	-110.99	0.211	-1.773	0.855	168	2	43%
LAV-CZM	-613.729	-113.705	1.17	-8.551	0.888	168	2	44%
LAV-JMP1	29.251	0.64	0.001	-11.612	0.041	-1	2	2%
LAV-JMP2	29.251	0.64	0.001	-11.612	0.041	-1	2	2%
LAV-PAP	-96	-34.02	0.025	-19.035	0.144	161	2	7%
LAV-PBD	-602.489	-92.929	1.6	-11.24	0.868	170	2	43%
LAV-POZA	-149.26	-4.274	0.065	-21.036	0.211	178	2	11%
LAV-VRD1	-21.5	-3.001	0.005	-2.873	0.053	172	1.6	3%
LAV-VRD2	-21.5	-3.001	0.005	-2.873	0.053	172	1.6	3%
PBD-TCL	35.516	-67.296	0.004	-5.431	0.108	61	2	5%

A continuación se muestran las simulaciones añadiendo el generador AP-1000.

Tabla 4.22 Resultados de las caídas de voltaje y carga en los buses, demanda máxima añadiendo generador AP-1000

BUS RESULTS						
Bus Name	Voltage [KV]	Voltage Drop (%)	Angle (Degree)	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Power Factor(%)
PRD-400	408.2	-2.05	0	1743.888	348.241	98.06
AP-1000	22.592	-2.69	-26	1100	200	98.39
U-1	22.58	-2.64	-26.2	785	150	98.22
U-2	22.58	-2.64	-26.2	785	150	98.22
CZM-400	400.628	-0.16	-2.3	1073.421	196.048	98.37
JMP-400	406.411	-1.6	0.4	101	45.012	91.34
LAV-230	233.007	-1.31	-0.3	59.218	4.412	99.72
LAV-400	405.771	-1.44	0.4	2663.055	528.642	98.09
PAP-400	405.004	-1.25	0.2	127	57.019	91.23
PBD-400	400.014	0	-3.1	1329.401	148.28	99.38
POZA-400	408.131	-2.03	0	845	174.534	97.93
ServAux	34.835	-0.97	29.7	0.5	0.2	92.85
TCL-400	399.643	0.09	-2.9	1035.852	273.31	96.69
VRD-230	232.874	-1.25	-0.4	59.2	10.004	98.6

Tabla 4.23 Resultados del flujo de potencias y corriente en las líneas de transmisión, demanda máxima añadiendo generador AP-1000

BRANCH RESULTS								
Name	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Active Power Loss (MW)	Reactive Power Loss (MVAR)	Current (KA)	Angle (Degree)	Ampacity (KA)	Feeder Loading (%)
CZM-TCL	-1035.853	-173.83	0.666	4.695	1.517	168	2	76%
LAV-CZM	-1073.422	-197.235	3.677	27.055	1.573	167	2	79%
LAV-JMP1	50.504	11.055	0.004	-11.454	0.073	-12	2	4%
LAV-JMP2	50.504	11.055	0.004	-11.454	0.073	-12	2	4%
LAV-PAP	-127	-57.038	0.048	-18.503	0.198	156	2	10%
LAV-PBD	-1090.104	-149.49	5.371	36.244	1.588	169	2	79%
LAV-POZA	-202.388	173.094	0.219	-19.053	0.377	-139	2	19%
LAV-VRD1	-29.6	-5.003	0.009	-2.797	0.074	170	1.6	5%
LAV-VRD2	-29.6	-5.003	0.009	-2.797	0.074	170	1.6	5%
PBD-TCL	239.352	-100.653	0.052	-4.709	0.375	20	2	19%

En las tablas 4.22 y 4.23 se muestran los resultados de las simulaciones en el escenario de demanda mínima añadiendo el generador AP-1000 a las dos unidades actuales.

Tabla 4.24 Resultados de las caídas de voltaje y carga en los buses, demanda mínima añadiendo generador AP-1000

BUS RESULTS						
Bus Name	Voltage [KV]	Voltage Drop (%)	Angle (Degree)	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Power Factor(%)
PRD-400	408.2	-2.05	0	-803.828	-84.723	99.45
AP-1000	22.944	-4.29	-24	1100	200	98.39
U-1	22.932	-4.24	-24.2	785	150	98.22
U-2	22.932	-4.24	-24.2	785	150	98.22
CZM-400	409.552	-2.39	1.1	613.73	113.064	98.35
JMP-400	412.459	-3.11	2.6	58.5	24.504	92.24
LAV-230	236.963	-3.03	2.1	43.009	0.146	100
LAV-400	412.228	-3.06	2.6	2663.276	341.561	99.19
PAP-400	411.811	-2.95	2.5	96	34.01	94.26
PBD-400	409.24	-2.31	0.8	638	92.508	98.97
POZA-400	408.233	-2.06	0	1238.828	85.766	99.76
ServAux	35.459	-2.78	32.1	0.5	0.2	92.85
TCL-400	408.964	-2.24	0.8	589.522	177.924	95.73
VRD-230	236.887	-2.99	2	43	6.002	99.04

Tabla 4.25 Resultados del flujo de potencias y corriente en las líneas de transmisión, demanda mínima añadiendo generador AP-1000

BRANCH RESULTS								
Name	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Active Power Loss (MW)	Reactive Power Loss (MVAR)	Current (KA)	Angle (Degree)	Ampacity (KA)	Feeder Loading (%)
CZM-TCL	-589.522	-110.924	0.207	-1.919	0.847	170	2	42%
LAV-CZM	-613.73	-113.436	1.147	-9.336	0.88	171	2	44%
LAV-JMP1	29.251	0.421	0.001	-11.831	0.041	2	2	2%
LAV-JMP2	29.251	0.421	0.001	-11.831	0.041	2	2	2%
LAV-PAP	-96	-34.02	0.025	-19.405	0.143	163	2	7%
LAV-PBD	-602.483	-92.863	1.569	-12.208	0.86	172	2	43%
LAV-POZA	-1240.308	-87.247	4.505	31.893	1.756	176	2	88%
LAV-VRD1	-21.5	-3.001	0.005	-2.929	0.053	174	1.6	3%
LAV-VRD2	-21.5	-3.001	0.005	-2.929	0.053	174	1.6	3%
PBD-TCL	35.521	-67.35	0.004	-5.537	0.107	63	2	5%

A continuación las simulaciones añadiendo el generador ABWR.

Análisis del Impacto en la Red Eléctrica al Adicionar Nueva Capacidad en la CNL

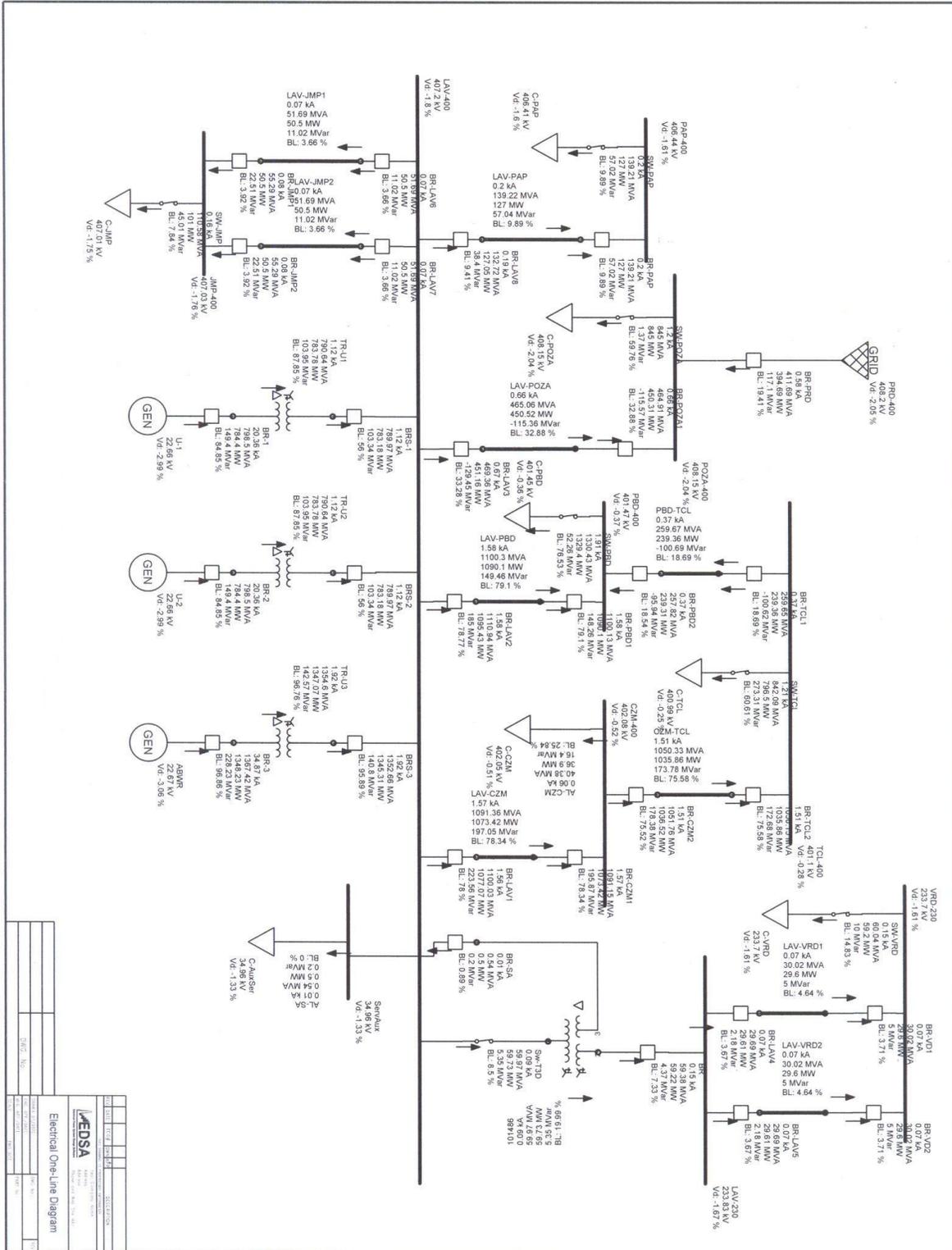


Figura 4.166 Flujos añadiendo el generador del ABWR, demanda máxima

En las tablas 4.26 y 4.27 se muestran los resultados de las simulaciones en el escenario de demanda máxima añadiendo el generador ABWR a las dos unidades actuales.

Tabla 4.26 Resultados de las caídas de voltaje y carga en los buses, demanda máxima añadiendo generador ABWR

BUS RESULTS						
Bus Name	Voltage [KV]	Voltage Drop (%)	Angle (Degree)	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Power Factor(%)
PRD-400	408.2	-2.05	0	394.843	169.581	91.88
ABWR	22.63	-2.86	-25.3	1350	230	98.58
U-1	22.614	-2.79	-25.7	785	150	98.22
U-2	22.614	-2.79	-25.7	785	150	98.22
CZM-400	401.258	-0.31	-1.7	1073.421	195.973	98.37
JMP-400	407.029	-1.76	0.9	101	45.012	91.34
LAV-230	233.364	-1.46	0.2	59.218	4.394	99.73
LAV-400	406.389	-1.6	1	2911.636	527.846	98.4
PAP-400	405.624	-1.41	0.8	127	57.019	91.23
PBD-400	400.645	-0.16	-2.5	1329.401	148.271	99.38
POZA-400	408.134	-2.03	0	845	169.404	98.05
ServAux	34.888	-1.13	30.3	0.5	0.2	92.85
TCL-400	400.275	-0.07	-2.3	1035.854	273.308	96.69
VRD-230	233.231	-1.4	0.1	59.2	10.004	98.6

Tabla 4.27 Resultados del flujo de potencias y corriente en las líneas de transmisión, demanda máxima añadiendo generador ABWR

BRANCH RESULTS								
Name	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Active Power Loss (MW)	Reactive Power Loss (MVAR)	Current (KA)	Angle (Degree)	Ampacity (KA)	Feeder Loading (%)
CZM-TCL	-1035.856	-173.809	0.664	4.652	1.515	168	2	76%
LAV-CZM	-1073.422	-197.156	3.665	26.816	1.57	168	2	79%
LAV-JMP1	50.504	11.02	0.004	-11.489	0.073	-11	2	4%
LAV-JMP2	50.504	11.02	0.004	-11.489	0.073	-11	2	4%
LAV-PAP	-127	-57.038	0.048	-18.563	0.198	157	2	10%
LAV-PBD	-1090.101	-149.477	5.354	35.939	1.585	170	2	79%
LAV-POZA	-450.379	167.81	0.687	-13.488	0.68	-160	2	34%
LAV-VRD1	-29.6	-5.003	0.009	-2.806	0.074	171	1.6	5%
LAV-VRD2	-29.6	-5.003	0.009	-2.806	0.074	171	1.6	5%
PBD-TCL	239.354	-100.668	0.052	-4.728	0.374	20	2	19%

En las tablas 4.28 y 4.29 se muestran los resultados de las simulaciones en el escenario de demanda mínima añadiendo el generador ABWR a las dos unidades actuales.

Tabla 4.28 Resultados de las caídas de voltaje y carga en los buses, demanda mínima añadiendo generador ABWR

BUS RESULTS						
Bus Name	Voltage [KV]	Voltage Drop (%)	Angle (Degree)	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Power Factor(%)
PRD-400	408.2	-2.05	0	-1049.224	-70.737	99.77
ABWR	22.973	-4.42	-23.3	1350	230	98.58
U-1	22.957	-4.35	-23.6	785	150	98.22
U-2	22.957	-4.35	-23.6	785	150	98.22
CZM-400	410.016	-2.5	1.6	613.73	113.033	98.35
JMP-400	412.919	-3.23	3.1	58.5	24.504	92.24
LAV-230	237.228	-3.14	2.6	43.009	0.133	100
LAV-400	412.688	-3.17	3.1	2911.883	352.219	99.28
PAP-400	412.272	-3.07	3	96	34.01	94.26
PBD-400	409.704	-2.43	1.3	638	92.5	98.97
POZA-400	408.228	-2.06	0.1	1484.224	72.215	99.88
ServAux	35.499	-2.89	32.6	0.5	0.2	92.85
TCL-400	409.429	-2.36	1.3	589.522	177.923	95.73
VRD-230	237.152	-3.11	2.5	43	6.002	99.04

Tabla 4.29 Resultados del flujo de potencias y corriente en las líneas de transmisión, demanda mínima añadiendo generador ABWR

BRANCH RESULTS								
Name	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Active Power Loss (MW)	Reactive Power Loss (MVAR)	Current (KA)	Angle (Degree)	Ampacity (KA)	Feeder Loading (%)
CZM-TCL	-589.523	-110.915	0.207	-1.936	0.846	171	2	42%
LAV-CZM	-613.73	-113.403	1.145	-9.43	0.879	171	2	44%
LAV-JMP1	29.251	0.395	0.001	-11.858	0.041	2	2	2%
LAV-JMP2	29.251	0.395	0.001	-11.858	0.041	2	2	2%
LAV-PAP	-96	-34.02	0.025	-19.45	0.143	163	2	7%
LAV-PBD	-602.483	-92.854	1.566	-12.324	0.859	173	2	43%
LAV-POZA	-1486.344	-74.335	6.454	55.197	2.102	177	2	105%
LAV-VRD1	-21.5	-3.001	0.005	-2.935	0.053	175	1.6	3%
LAV-VRD2	-21.5	-3.001	0.005	-2.935	0.053	175	1.6	3%
PBD-TCL	35.522	-67.357	0.004	-5.55	0.107	64	2	5%

A continuación las simulaciones añadiendo el generador EPR.

Análisis del Impacto en la Red Eléctrica al Adicionar Nueva Capacidad en la CNL

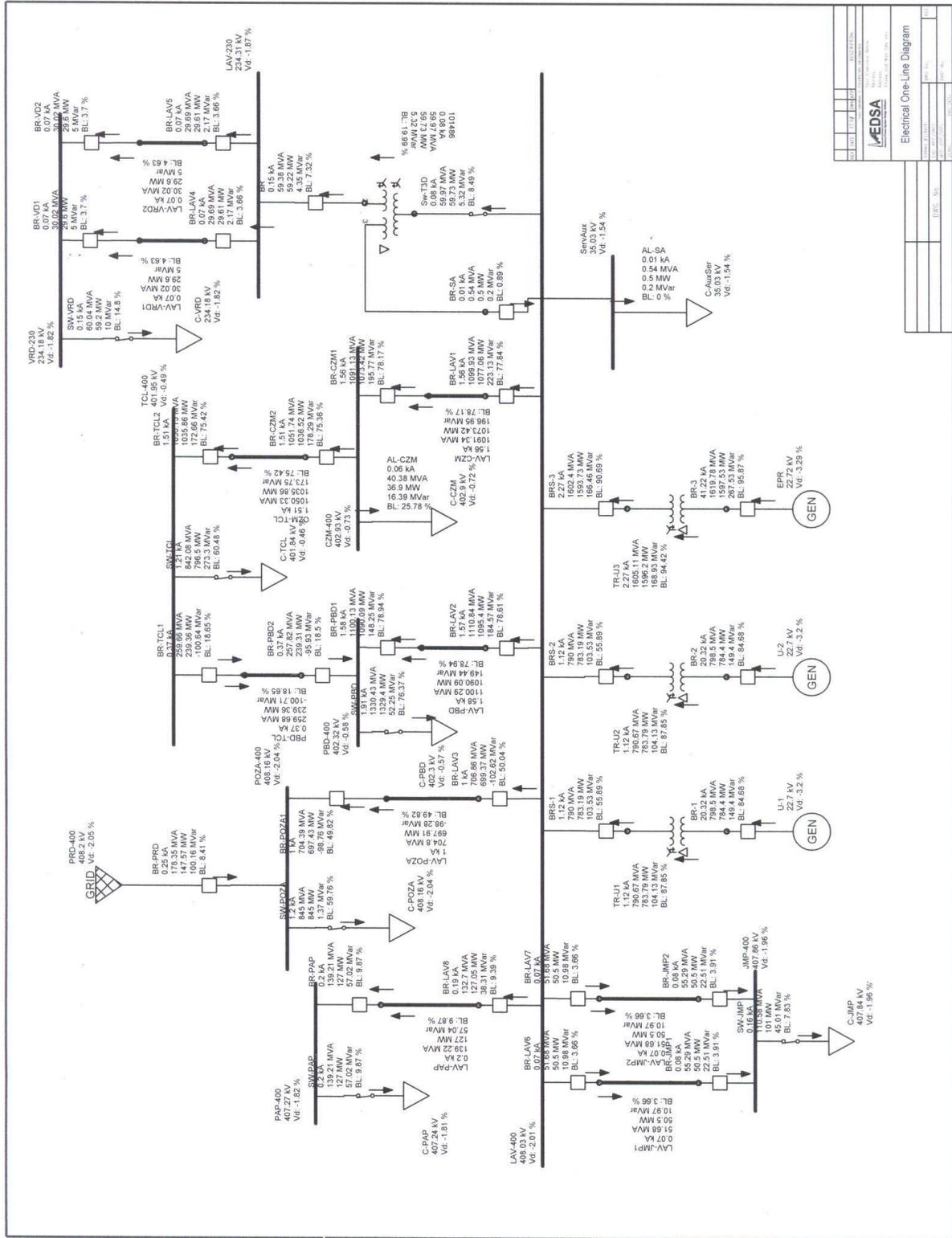


Figura 4.188 Flujos añadiendo el generador del EPR, demanda máxima

En las tablas 4.30 y 4.31 se muestran los resultados de las simulaciones en el escenario de demanda máxima añadiendo el generador EPR a las dos unidades actuales.

Tabla 4.30 Resultados de las caídas de voltaje y carga en los buses, demanda máxima añadiendo generador EPR

BUS RESULTS						
Bus Name	Voltage [KV]	Voltage Drop (%)	Angle (Degree)	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Power Factor(%)
PRD-400	408.2	-2.05	0	147.718	152.618	69.55
EPR	22.681	-3.09	-24.9	1600	270	98.61
U-1	22.659	-2.99	-25.2	785	150	98.22
U-2	22.659	-2.99	-25.2	785	150	98.22
CZM-400	402.104	-0.53	-1.2	1073.421	195.872	98.38
JMP-400	407.859	-1.96	1.4	101	45.012	91.34
LAV-230	233.844	-1.67	0.8	59.218	4.37	99.73
LAV-400	407.22	-1.8	1.5	3160.065	526.778	98.64
PAP-400	406.457	-1.61	1.3	127	57.019	91.23
PBD-400	401.493	-0.37	-2	1329.401	148.258	99.38
POZA-400	408.14	-2.04	0	845	152.575	98.41
ServAux	34.961	-1.34	30.8	0.5	0.2	92.85
TCL-400	401.123	-0.28	-1.8	1035.858	273.305	96.69
VRD-230	233.711	-1.61	0.6	59.2	10.004	98.6

Tabla 4.31 Resultados del flujo de potencias y corriente en las líneas de transmisión, demanda máxima añadiendo generador EPR

BRANCH RESULTS								
Name	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Active Power Loss (MW)	Reactive Power Loss (MVAR)	Current (KA)	Angle (Degree)	Ampacity (KA)	Feeder Loading (%)
CZM-TCL	-1035.859	-173.781	0.661	4.593	1.512	169	2	76%
LAV-CZM	-1073.423	-197.05	3.65	26.496	1.567	168	2	78%
LAV-JMP1	50.504	10.973	0.004	-11.536	0.073	-11	2	4%
LAV-JMP2	50.504	10.973	0.004	-11.536	0.073	-11	2	4%
LAV-PAP	-127	-57.038	0.048	-18.644	0.198	157	2	10%
LAV-PBD	-1090.098	-149.459	5.331	35.529	1.582	170	2	79%
LAV-POZA	-697.771	150.714	1.5	-3.803	1.009	-168	2	50%
LAV-VRD1	-29.6	-5.003	0.009	-2.819	0.074	171	1.6	5%
LAV-VRD2	-29.6	-5.003	0.009	-2.819	0.074	171	1.6	5%
PBD-TCL	239.357	-100.688	0.052	-4.753	0.374	21	2	19%

En las tablas 4.32 y 4.33 se muestran los resultados de las simulaciones en el escenario de demanda mínima añadiendo el generador EPR a las dos unidades actuales.

Tabla 4.32 Resultados de las caídas de voltaje y carga en los buses, demanda mínima añadiendo generador EPR

BUS RESULTS						
Bus Name	Voltage [KV]	Voltage Drop (%)	Angle (Degree)	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Power Factor(%)
PRD-400	408.2	-2.05	0	-1293.962	-73.336	99.84
EPR	23.011	-4.59	-23	1600	270	98.61
U-1	22.998	-4.54	-23.1	785	150	98.22
U-2	22.998	-4.54	-23.1	785	150	98.22
CZM-400	410.769	-2.69	2.2	613.73	112.981	98.35
JMP-400	413.583	-3.4	3.6	58.5	24.504	92.24
LAV-230	237.659	-3.33	3.1	43.009	0.111	100
LAV-400	413.434	-3.36	3.7	3160.422	383.788	99.27
PAP-400	413.019	-3.25	3.5	96	34.01	94.26
PBD-400	410.459	-2.61	1.8	638	92.489	98.97
POZA-400	408.229	-2.06	0.1	1728.962	75.364	99.91
ServAux	35.563	-3.08	33.1	0.5	0.2	92.85
TCL-400	410.184	-2.55	1.8	589.523	177.922	95.73
VRD-230	237.582	-3.3	3.1	43	6.002	99.04

Tabla 4.33 Resultados del flujo de potencias y corriente en las líneas de transmisión, demanda mínima añadiendo generador EPR

BRANCH RESULTS								
Name	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Active Power Loss (MW)	Reactive Power Loss (MVAR)	Current (KA)	Angle (Degree)	Ampacity (KA)	Feeder Loading (%)
CZM-TCL	-589.524	-110.902	0.206	-1.965	0.844	171	2	42%
LAV-CZM	-613.731	-113.351	1.14	-9.583	0.877	172	2	44%
LAV-JMP1	29.251	0.357	0.001	-11.896	0.041	3	2	2%
LAV-JMP2	29.251	0.357	0.001	-11.896	0.041	3	2	2%
LAV-PAP	-96	-34.019	0.025	-19.522	0.142	164	2	7%
LAV-PBD	-602.482	-92.841	1.56	-12.512	0.857	173	2	43%
LAV-POZA	-1731.838	-78.24	8.755	82.697	2.448	178	2	122%
LAV-VRD1	-21.5	-3.001	0.005	-2.946	0.053	175	1.6	3%
LAV-VRD2	-21.5	-3.001	0.005	-2.946	0.053	175	1.6	3%
PBD-TCL	35.523	-67.367	0.004	-5.571	0.107	64	2	5%

Teniendo los resultados de las simulaciones se puede ver cómo se comporta el sistema en todos los casos.

En general el sistema se comporta de una manera satisfactoria para el caso donde se tienen únicamente los dos generadores actuales, ya que teniendo la adición de las líneas LAV-JMP1, LAV-JMP2 y LAV-PAP, ninguno de los buses presenta una caída o subida de voltaje de más del 5%, que es el estándar de calidad que se debe tomar en esos casos.

Por otro lado, para el caso de demanda máxima se puede ver que las líneas más largas, como son: LAV-PBD, LAV-CZM, CZM-TCL y LAV-POZA, en todos los casos son las que presentan las mayores pérdidas de potencia activa y reactiva, pero se pueden considerar normales por la longitud de las mismas y por la cantidad de potencia que viaja a través de ellas. Las pérdidas en todos los casos son similares, a excepción de la línea LAV-POZA, que es la línea que va de la CNLV al bus de Poza Rica, la variación en esta línea, se debe a que se tiene conectado a ese bus el nodo suelto, y por esta razón, al añadir los generadores con mayor capacidad, el flujo de corriente y de potencia se incrementa en esta línea, porque al tener mayor capacidad instalada en la CNLV, el nodo suelto, cada vez tiene que compensar menos, y este disminuye el flujo de corriente hacia la carga del bus de Poza Rica, y deja que la energía adicional del nuevo generador la alimente en mayor magnitud.

En el caso de la demanda mínima se ve claramente que la magnitud del voltaje aumenta, pero aun así no sobrepasa el límite del 5%, por lo cual los límites aún están dentro de lo permitido. Al igual que en el caso de demanda máxima, las pérdidas más significativas, en cuanto a potencia se refiere, están en las líneas de transmisión más largas, que son las que se nombraron anteriormente y que no varían mucho en cuanto a magnitud en las distintas simulaciones, pero al igual que en las simulaciones de demanda máxima, la línea de transmisión LAV-POZA trabaja con normalidad cuando tenemos los dos generadores actuales, ya que la carga del bus POZA es alimentada en parte por el nodo suelto. Sin embargo, al añadir el generador AP-1000, se observa que la carga en su totalidad es alimentada por los tres generadores instalados, y la línea LAV-POZA transmite toda la energía necesaria para alimentar la carga de ese bus y el excedente de la energía que no es utilizada, para entregarla al nodo suelto sin sobrecargarse. Caso contrario, cuando se añaden el generador ABWR y EPR, que al alimentar la carga del bus POZA y entregar la potencia sobrante al nodo suelto, hace que se sobrecargue la línea LAV-POZA en un 5% y un 22% respectivamente, lo cual no es deseable, ya que si se opera por demasiado tiempo en estas condiciones el cable se puede deteriorar demasiado por la temperatura, y esto puede hacer que la línea falle.

El caso de demanda mínima se simuló con la generación máxima de los 3 generadores, por tal motivo, el escenario de sobrecarga de la línea LAV-POZA solo será válido en caso de presentarse una contingencia fuera del sistema simulado, donde se necesite transportar

energía a otra zona, donde hubiera fallado algún generador y se necesite obtener energía de alguna otra fuente, en este caso la CNLV.

Con base en estas simulaciones se puede concluir que al añadir generadores de mayor capacidad a la CNLV, se tendrá más energía a disposición para alimentar la carga de las zonas aledañas y alimentar a la zona central, por tal motivo, se debe tomar en cuenta el crecimiento de la carga conectada al sistema, para eso se tendrán que tomar en cuenta los análisis hechos por la SENER¹³, que es la que se encarga de hacer los estudios de esa índole.

4.4 Análisis de la carga

En la planeación del sector eléctrico, las estimaciones de demanda y consumo de energía eléctrica para el mediano y largo plazo constituyen un insumo fundamental para el dimensionamiento y diseño del plan óptimo de expansión de capacidad de generación y transmisión a fin de satisfacer con calidad, confiabilidad y estabilidad, las necesidades de la población en materia de energía eléctrica.

En México, se identifican cinco regiones estadísticas para el análisis del mercado eléctrico nacional. Es importante señalar que CFE divide al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en nueve áreas de acuerdo a su infraestructura y operación. Sin embargo, para efectos de análisis de prospectiva, se hará referencia a las cinco regiones estadísticas que se muestran en la Figura 4.20.

¹³ Secretaría de Energía.



Figura 4.200 *Regionalización estadística del mercado nacional de energía eléctrica*¹⁴

El análisis regional del mercado de energía eléctrica se realiza con base en estudios estadísticos de tendencia, en proyecciones basadas en solicitudes de servicio de grandes consumidores y mediante encuestas anuales aplicadas por CFE. De esta manera, se estima la energía eléctrica requerida en cada región, con el fin de determinar la capacidad y ubicación de las nuevas centrales generadoras, así como la expansión óptima de la red de transmisión, de forma coordinada con las necesidades de cada uno de los diferentes centros de consumo del país.

Las ventas totales esperadas de energía eléctrica para los próximos 10 años muestran que la región Noreste presentará una tasa promedio de crecimiento de 4.6% (véase tabla 4.32). Este aumento se explica principalmente por las expectativas de crecimiento de Nuevo León y Tamaulipas. En la región Sur-Sureste se espera que el crecimiento de las ventas se ubique en 3.9% promedio anual, seguida por la región Noroeste con 3.4%. La región con menor crecimiento porcentual esperado es la Centro, con 1.8% para el periodo 2007-2017. En la Tabla 4.34 se muestran las ventas de energía eléctrica por región.

¹⁴ FUENTE: SENER, con base en Presidencia de la Republica.

Tabla 4.34 Ventas totales del servicio público por región 2007-2017¹⁵ (GWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	tmca (%) 2007-2017
Total nacional	180,469	185,817	189,655	195,400	201,325	209,272	215,015	223,658	232,633	241,931	251,431	3.4
Noroeste	25,145	26,215	27,501	28,616	29,845	31,129	30,955	32,064	33,148	34,212	35,252	3.4
Noreste	43,644	45,301	46,864	49,116	51,476	54,449	57,118	59,858	62,731	65,685	68,746	4.6
Centro-Occidente	41,708	42,843	43,426	44,564	45,732	47,310	48,253	50,310	52,439	54,638	56,926	3.2
Centro	43,350	43,653	43,507	43,805	44,090	44,903	45,843	47,104	48,501	50,018	51,585	1.8
Sur-Sureste	26,512	27,684	28,231	29,156	30,026	31,320	32,677	34,147	35,633	37,189	38,727	3.9
Pequeños Sistemas	110	120	127	142	155	160	169	175	181	188	195	5.9

tmca: tasa media de crecimiento anual.

4.4.1 Demanda bruta por área operativa

La demanda bruta es la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica en un instante dado. Esta se integra por la demanda del servicio público, así como por la atendida por centrales de autoabastecimiento y cogeneración que requieren servicios de transmisión y respaldo para ese fin. Toda esta energía es satisfecha por el parque de generación del servicio público y el sector privado a través de líneas de transmisión.

Para efectos de planeación del SEN, en lo que corresponde a la demanda que se satisface mediante particulares, sólo se considera la demanda de autoabastecimiento remoto debido a los servicios de transmisión y respaldo que éstos requieren, no así, la demanda de autoabastecimiento local, el cual no se conecta al SEN. En la tabla 4.35 se indican las cifras correspondientes a la demanda bruta por área, representada mediante tres categorías: demanda máxima anual, demanda media y demanda base.

¹⁵ FUENTE: CFE.

Tabla 4.35 Demanda bruta estimada por tipo de carga y área de control, 2007-2017¹⁶ (MW)

Área de control		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	tmca (%) 2007-2017
Norte	P	3,130	3,328	3,474	3,620	3,738	3,892	3,995	4,122	4,280	4,418	4,556	3.8
	M	2,216	2,279	2,357	2,465	2,568	2,674	2,745	2,832	2,941	3,035	3,130	3.5
	B	1,894	2,014	2,102	2,191	2,262	2,355	2,417	2,494	2,590	2,673	2,757	3.8
Noreste	P	6,586	6,780	6,910	7,062	7,363	7,749	8,090	8,465	8,876	9,313	9,718	4.0
	M	4,688	4,833	4,947	5,013	5,095	5,363	5,599	5,858	6,144	6,445	6,726	3.7
	B	4,184	4,307	4,390	4,486	4,678	4,923	5,139	5,378	5,639	5,916	6,174	4.0
Occidental	P	7,437	8,069	8,180	8,351	8,621	8,923	9,292	9,694	10,152	10,568	11,008	4.0
	M	5,891	6,043	6,214	6,457	6,707	6,942	7,229	7,542	7,899	8,222	8,564	3.8
	B	5,016	5,442	5,517	5,632	5,815	6,018	6,267	6,538	6,847	7,128	7,425	4.0
Central	P	8,606	8,700	8,837	8,974	9,090	9,210	9,344	9,564	9,806	10,076	10,364	1.9
	M	5,931	5,981	6,023	6,058	6,118	6,198	6,287	6,433	6,593	6,773	6,964	1.6
	B	4,505	4,554	4,626	4,698	4,758	4,821	4,891	5,006	5,133	5,275	5,425	1.9
Oriental	P	5,786	6,181	6,357	6,548	6,750	6,971	7,203	7,461	7,731	8,026	8,317	3.7
	M	4,375	4,512	4,603	4,769	4,959	5,121	5,292	5,482	5,680	5,897	6,110	3.4
	B	3,842	4,104	4,221	4,348	4,482	4,629	4,783	4,954	5,134	5,329	5,523	3.7
Peninsular	P	1,275	1,375	1,464	1,543	1,628	1,720	1,813	1,907	2,002	2,102	2,203	5.6
	M	953	1,009	1,064	1,112	1,178	1,244	1,311	1,380	1,448	1,521	1,593	5.3
	B	763	823	876	923	974	1,029	1,085	1,141	1,198	1,258	1,318	5.6
Noroeste	P	3,059	3,156	3,289	3,404	3,543	3,694	3,913	4,009	4,150	4,275	4,380	3.7
	M	1,897	1,937	2,007	2,086	2,206	2,300	2,436	2,496	2,584	2,662	2,727	3.7
	B	1,602	1,653	1,722	1,783	1,855	1,935	2,049	2,100	2,173	2,239	2,294	3.7
Baja California	P	2,208	2,208	2,345	2,466	2,557	2,646	2,733	2,828	2,918	3,007	3,106	3.5
	M	1,287	1,348	1,418	1,499	1,556	1,611	1,663	1,721	1,776	1,830	1,890	3.9
	B	1,051	1,051	1,116	1,174	1,217	1,259	1,301	1,346	1,389	1,431	1,478	3.5
Baja California Sur	P	307	344	368	389	411	436	462	486	516	546	575	6.5
	M	197	213	232	247	261	276	293	308	327	346	364	6.4
	B	161	180	192	203	215	228	242	254	270	286	301	6.5
Pequeños sistemas	P	28	30	32	35	38	40	41	42	44	45	47	5.3
	M	15	16	17	20	21	22	23	24	25	25	26	5.8
	B	12	13	14	15	17	17	18	18	19	20	20	5.3

P= Carga máxima M= Carga media B= Carga base.

tmca: tasa de crecimiento media anual.

4.4.2 Análisis de flujos tomando en cuenta el crecimiento de la carga

Teniendo el porcentaje del crecimiento de carga y de la demanda de la potencia por región, que de acuerdo a las tablas 4.32 y 4.33 es del 3.9% en cuanto a ventas previstas en el sureste del país y del 3.7% en cuanto a la potencia requerida de acuerdo a la carga conectada en la región oriental, se simulará el mismo sistema añadiendo la carga anual prevista del 4% para redondear el crecimiento de la carga en la región oriental del país, por lo tanto se aumentarán los datos de la carga para un periodo de 10 años, lo que dará un aumento aproximado del 40% de la carga conectada.

Para efecto de la simulación, se aumentará un 40% a partir de los valores iniciales de carga que se tienen en cada uno de los buses, para ver si la potencia que suministra el AP-1000 (generador con menor capacidad), es suficiente para satisfacer las necesidades de la demanda, o si es necesaria más potencia, cuál de los otros dos generadores cumple satisfactoriamente el objetivo de alimentar en su totalidad a la carga conectada. En la Tabla

¹⁶ FUENTE: CFE.

4.36 se muestran los nuevos valores de carga aproximados para los próximos 10 años en la región oriental del país.

Tabla 4.36 Datos de carga aumentando un 40% a la potencia activa y reactiva de cada bus

CARGA				
Nombre bus	P actual [MW]	Q actual [Mvar]	P +40% [MW]	Q +40% [Mvar]
C-JMP	101	45	141.4	63
C-PAP	127	57	177.8	79.8
C-POZA	845	0.6856	1183	0.96
C-PBD	1329.4	50.5	1861.16	70.7
C-TCL	796.5	272.6	1115.1	381.64
C-CZM	36.9	18.6	51.66	26.04
C-VRD	59.2	10	82.88	14
C-AuxSer	0.5	0.2	0.5	0.2

La simulación solo se hará para el escenario de demanda máxima, ya que para el caso de demanda mínima quedó visto que el sistema se comporta de buena manera con cualquier generador añadido a las dos unidades actuales de la CNLV.

Análisis del Impacto en la Red Eléctrica al Adicionar Nueva Capacidad en la CNLV

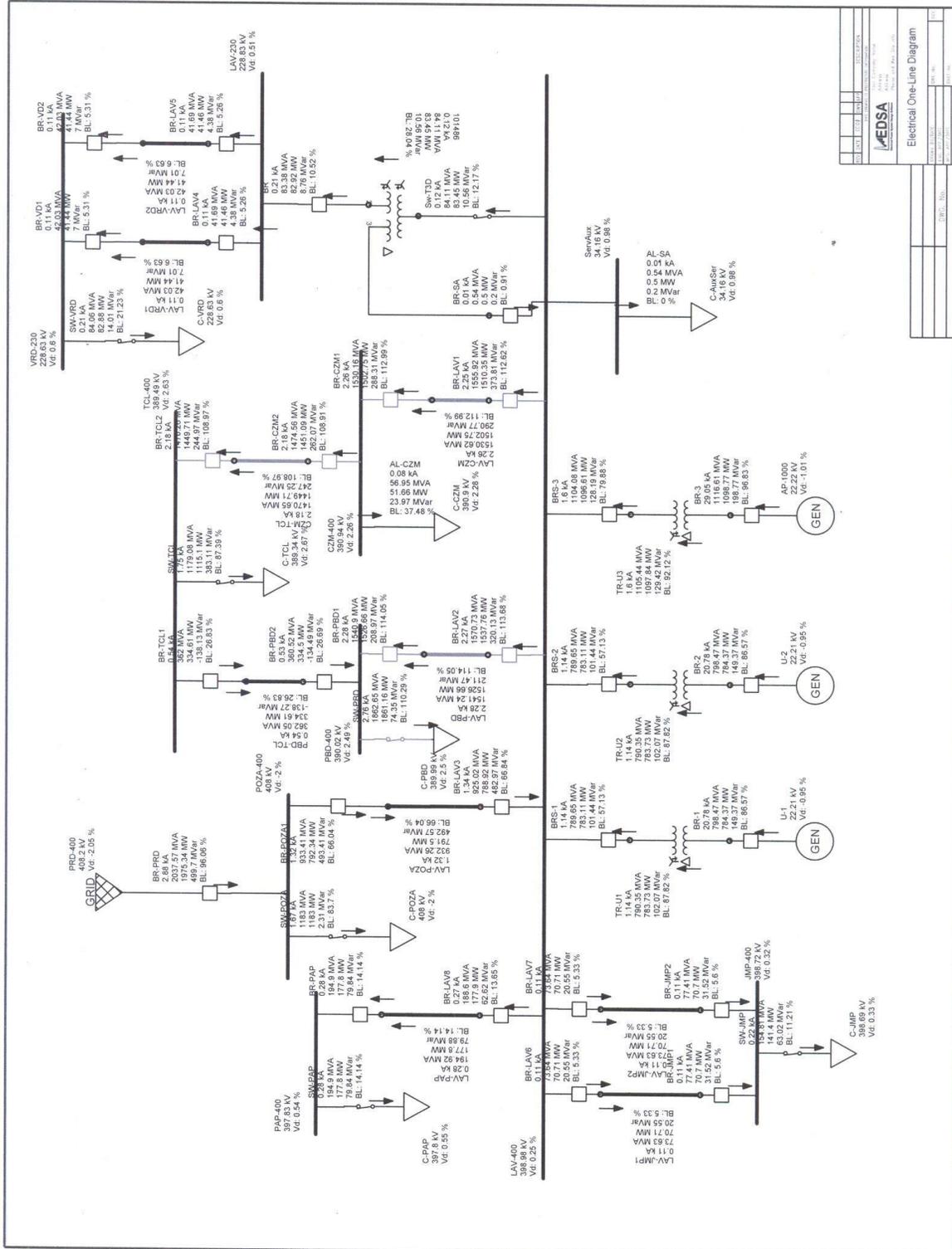


Figura 4.21 Flujos con el generador del reactor AP 1000 con aumento de 40% en la carga, demanda máxima

Análisis del Impacto en la Red Eléctrica al Adicionar Nueva Capacidad en la CNLV

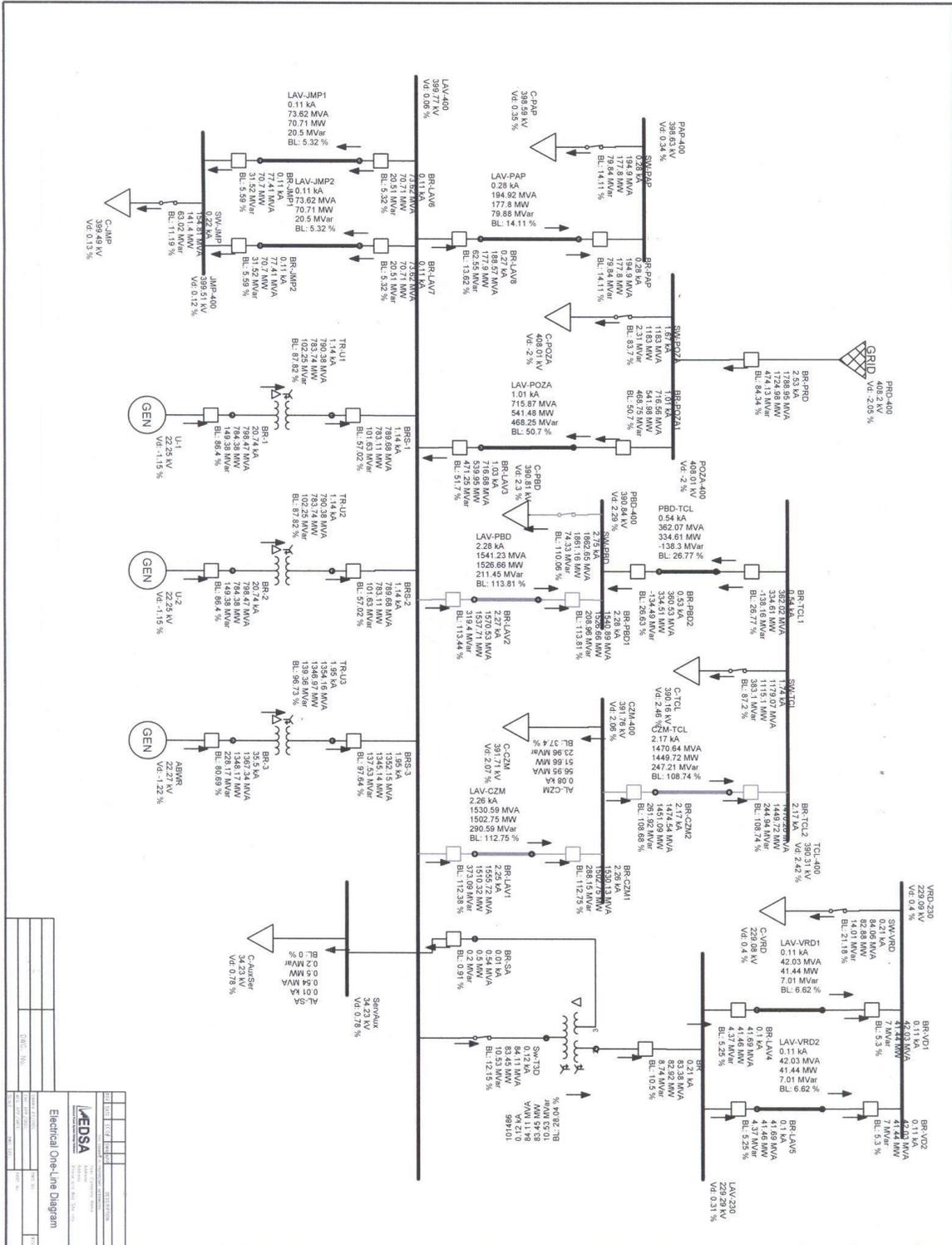


Figura 4.222 Flujos con el Generador del ABWR con aumento de 40% en la carga, demanda máxima

Análisis del Impacto en la Red Eléctrica al Adicionar Nueva Capacidad en la CNL

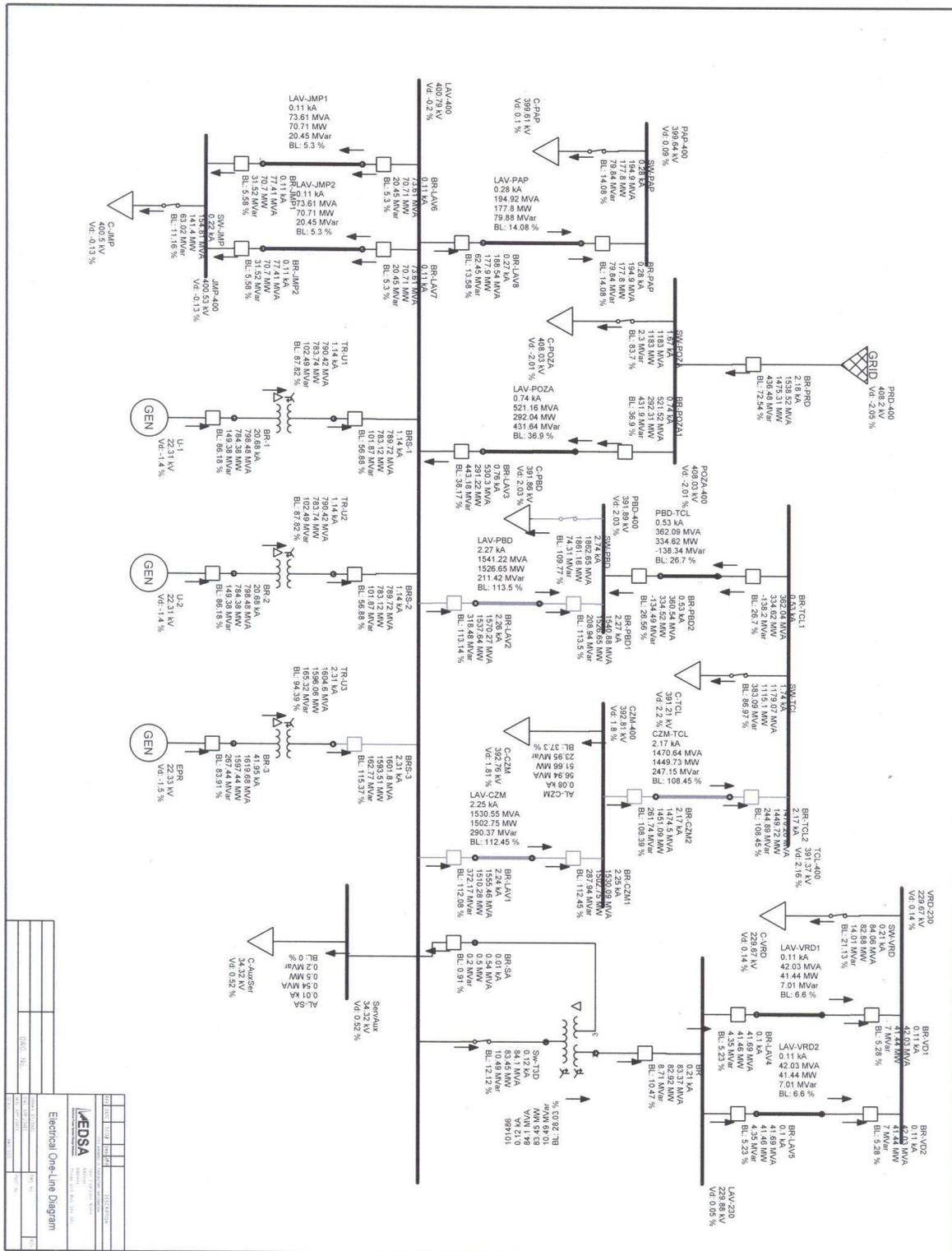


Figura 4.233 Flujos con el generador del EPR con aumento de 40% en la carga, demanda máxima

En las tablas 4.37 y 4.38 se muestran los resultados de las simulaciones añadiendo un 40% a las cargas conectadas con el generador AP-1000.

Tabla 4.37 Resultados de las caídas de voltaje en los buses, añadiendo 40% más carga, demanda máxima, generador AP-1000

BUS RESULTS						
Bus Name	Voltage [KV]	Voltage Drop (%)	Angle (Degree)	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Power Factor(%)
PRD-400	408.2	-2.05	0	1975.343	499.701	96.95
AP-1000	22.221	-1.01	-28	1100	200	98.39
U-1	22.209	-0.95	-28.2	785	150	98.22
U-2	22.209	-0.95	-28.2	785	150	98.22
CZM-400	390.942	2.26	-5.7	1502.75	288.314	98.21
JMP-400	398.717	0.32	-1.8	141.4	63.024	91.34
LAV-230	228.83	0.51	-2.8	82.917	8.761	99.45
LAV-400	398.982	0.25	-1.7	3450.885	813.186	97.33
PAP-400	397.831	0.54	-2	177.8	79.838	91.23
PBD-400	390.022	2.49	-6.8	1861.162	208.972	99.38
POZA-400	408.005	-2	-0.1	1975.343	495.714	96.99
ServAux	34.162	0.98	27.3	0.5	0.2	92.85
TCL-400	389.494	2.63	-6.6	1449.71	383.106	96.68
VRD-230	228.628	0.6	-3	82.88	14.007	98.6

Tabla 4.38 Resultados del flujo de potencias y corriente en las líneas de transmisión, demanda máxima, añadiendo 40% carga, generador AP-1000

BRANCH RESULTS								
Name	Active Power (MW)	Reactive Power (MVAR)	Active Power Loss (MW)	Reactive Power Loss (MVAR)	Current (KA)	Angle (Degree)	Ampacity (KA)	Feeder Loading (%)
CZM-TCL	-1449.712	-247.254	1.374	14.812	2.179	164	2	109%
LAV-CZM	-1502.753	-290.765	7.602	83.04	2.26	163	2	113%
LAV-JMP1	70.709	20.549	0.009	-10.969	0.107	-18	2	5%
LAV-JMP2	70.709	20.549	0.009	-10.969	0.107	-18	2	5%
LAV-PAP	-177.8	-79.877	0.1	-17.252	0.283	154	2	14%
LAV-PBD	-1526.664	-211.469	11.094	108.657	2.281	165	2	114%
LAV-POZA	791.504	492.572	2.583	9.604	1.321	-32	2	66%
LAV-VRD1	-41.44	-7.005	0.018	-2.627	0.106	167	1.6	7%
LAV-VRD2	-41.44	-7.005	0.018	-2.627	0.106	167	1.6	7%
PBD-TCL	334.609	-138.27	0.108	-3.785	0.537	16	2	27%

Las tablas de resultados de los generadores ABWR y EPR, son exactamente las mismas, a excepción de las caídas de voltajes de los generadores y de la corriente que circula a través

de la línea de transmisión LAV-POZA que varían según la capacidad del generador que se tenga conectado, valores que pueden ser vistos directamente en los diagramas de las figuras 4.21, 4.22 y 4.23, por lo tanto no se presentaran.

En la Tabla 4.39 se muestra la corriente que circula por la línea de transmisión LAV-POZA y el porcentaje de la capacidad usada de la línea que esa corriente representa.

Tabla 4.39 Valores de la corriente que circula en la línea de transmisión LAV-POZA

Análisis de la LT LAV-POZA			
Unidad	Línea de transmisión	Corriente [kA]	Capacidad usada [%]
AP-1000	LAV-POZA	1.34	66.84
ABWR	LAV-POZA	1.03	51.7
EPR	LAV-POZA	0.76	38.17

Los valores de corriente de la tabla anterior nos muestra la cantidad de corriente que el bus suelto aporta para alimentar la carga, se puede ver, que entre mayor es la capacidad del generador conectado, menor es la cantidad de corriente que el bus suelto debe aportar para poder alimentar la carga, pero en ninguno de los casos, los generadores instalados aportan energía al bus, y al tener una diferencia del 30% aproximadamente en la carga de la línea de transmisión LAV-POZA, llegando a un máximo del 66.84% con el generador AP-1000 que es el que aporta menos energía al sistema, y teniendo un mínimo de 38.17% de la capacidad usada de la línea con el generador EPR, que es el de mayor capacidad, se puede decir que cualquiera de los tres generadores cumple con la tarea de alimentar a la carga, con ayuda del bus suelto, que es el que compensa los flujos.

Se puede ver en las simulaciones que añadiendo un 40% a la carga del sistema, no se tienen caídas ni subidas de voltaje mayores al 5%, pero se tiene una sobrecarga en las líneas de transmisión: CZM-TCL, LAV-CZM y LAV-PBD, del 8.91%, 12.62% y 13.68% respectivamente, tomando en cuenta también que al sobrecargarse las líneas, los interruptores asociados a éstas también se sobrecargarán como se muestra en las simulaciones, que si bien no es demasiado, puede dañar físicamente la línea por la cantidad de corriente que circula a través de ellas y por ende es mayor la temperatura que pueden alcanzar dichas líneas. Por tal motivo, se puede hacer una línea paralela a estas líneas de transmisión para transportar el excedente de energía, y repartirlas entre las dos líneas, o poner nuevos generadores cercanos a la región de Puebla, o en su defecto alimentar la carga faltante con alguna estación generadora más cercana al punto que se desea alimentar, para poder satisfacer las necesidades de la sobrecarga, lo cual puede ser más barato que poner

una línea de transmisión paralela. Esto en caso de tener los aumentos de la carga que se tienen previstos para los próximos 10 años.

Se puede ver en la figura 4.23, que el interruptor BRS-3 sobrepasa los 2[kA] de corriente y se sobrecarga, por tal motivo sería necesario revisar si es posible que este interruptor opere con dicha corriente o de ser necesario cambiarlo por uno de mayor capacidad.

En este estudio de flujos de potencia, se han hecho simulaciones del sistema interconectado nacional, en su parte oriental, para poder tomar una decisión acerca de cuál reactor satisface mejor las necesidades de la población en cuanto a carga se refiere, se vio que los tres generadores cumplen su cometido, que consiste en alimentar a la carga que se muestra en las simulaciones sin sobrecargar las líneas de transmisión, ni elevar o disminuir el voltaje en los buses. Y al tener resultados satisfactorios con cada uno de los tres generadores, la ventaja contundentemente desde el punto de vista de las líneas de transmisión y buses del sistema, es para el generador AP-1000, que al ser un reactor de menor potencia es más barato que sus contrapartes, el ABWR y el EPR, y aunque se pueda considerar una ventaja la capacidad de generación, también se pudo ver en las simulaciones, que al tener el escenario de la demanda mínima, el generador AP-1000 entrega potencia al sistema sin sobrecargar la línea de transmisión que está conectada al nodo suelto, caso contrario cuando se tienen los generadores ABWR y EPR, de los cuales en caso de necesitarse la potencia extra que estos generan, se verían condicionados por la capacidad de las líneas de transmisión.

También se puede ver en todos los casos, que las líneas de transmisión, al transportar una mayor cantidad de potencia que la de su potencia característica (528 [MW] para una línea de 400 [kV] y 174.5 [MW] para una línea de 230 [kV]), absorbe energía reactiva por la reactancia en serie que éstas tienen, y cuando transportan menor potencia que la potencia característica de la línea, esta aporta potencia reactiva al sistema por la reactancia en derivación que tiene la misma, pero en ningún caso la línea absorbe la totalidad de energía reactiva que entra, lo cual es lo deseable.