

Cálculos de Niveles de Cortocircuito en el Sistema Interconectado Paraguayo periodo 2021-2030

**Cynthia Karina Santacruz Benitez, Nelson Gustavo Fleitas Ramoa, Oscar Manuel Torres
Larrosa**

Administración Nacional de Electricidad

Paraguay

1.1 Resumen

El Plan Maestro de Transmisión 2021-2030 de la ANDE contempla obras que aumentan la capacidad de transformación y transmisión en la red, por lo tanto, estas obras implican una sustancial reducción de la impedancia equivalente del sistema, donde se observan importantes variaciones en los niveles de corrientes de cortocircuito. En este contexto, los análisis de fallas (simétricas y asimétricas) son aplicados en la etapa de planificación, proyecto y operación de los sistemas de potencia, por ello, en este trabajo se presentan los resultados obtenidos de los niveles de cortocircuitos en la red del sistema eléctrico paraguayo, considerando el nuevo Plan de Obras. El objetivo de este análisis es presentar los niveles de corrientes y potencias de cortocircuito esperadas en las distintas subestaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN), conforme vayan incorporando los proyectos previstos en el Plan de Obras, de modo a determinar la capacidad de corte de los interruptores de potencia, además de verificar valores que podrían afectar el sistema de malla a tierra, la relación X/R entre otros. En resumen, los resultados de este trabajo imponen importantes desafíos en cuanto a la verificación del desempeño de las instalaciones, y la definición de las características de los equipamientos a ser instalados en el sistema de transmisión de la ANDE.

1.2 Palabras clave

Corrientes de Cortocircuito, Malla a Tierra, Relación X/R.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

1. INTRODUCCIÓN

La sustancial inversión en el refuerzo del Sistema de Transmisión demandado mediante el Plan de Obras de la ANDE durante período 2021-2030, involucra un importante desafío en cuanto a los niveles de cortocircuito que se presentan debido al crecimiento del sistema eléctrico. El notable aumento en cuanto a las capacidades de transformación en algunas Subestaciones como Barrio Molino, Parque Caballero y Puerto Sajonia [1], así como la participación de las subestaciones de gran porte ya existentes como Puerto Botánico y Lambaré representan una disminución considerable en cuanto a la impedancia equivalente del sistema.

A todo lo mencionado anteriormente, se suman importantes obras en líneas de transmisión de 220 kV y 500 kV [1]. En tal sentido, este trabajo presenta las corrientes y potencias de cortocircuito más altas esperadas en algunas subestaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN), conforme vayan ingresando los proyectos del Plan Maestro de Transmisión 2021-2030. Por ello, los valores presentados en este trabajo son de gran aporte para el dimensionamiento y planificación de los equipos de protección, así como los diferentes equipos que serán instalados en el Sistema de Transmisión.

2. MODELOS Y DATOS DE ENTRADA

El cálculo de los niveles de cortocircuito es realizado adoptando las consideraciones normalmente aceptadas en la industria eléctrica para este tipo de tareas. En este sentido, se utiliza un programa de cálculo de corriente de cortocircuitos en donde se considera el sistema operando en vacío, esto es, sin carga, y con una tensión de pre-falla igual a $1,0 < 0^\circ$ p.u. para cada barra analizada [2].

Las líneas de transmisión son representadas por sus impedancias de secuencia positiva, negativa (igual a la positiva) y cero. Se desprecian las reactancias capacitivas. Los valores son representados en % (por ciento), en la base de 100 MVA y en la tensión de operación nominal de la línea. Los parámetros de líneas son calculados a través de la rutina de constantes de las líneas de transmisión del programa de simulación de transitorios electromagnéticos ATP conforme a las ecuaciones (a) y (b) [3].

$$Z_1 = R_1 + jX_1 \dots (a)$$

$$Z_0 = R_0 + jX_0 \dots (b)$$

También se consideran las impedancias mutuas de secuencia cero entre las líneas de transmisión de doble terna.

Los transformadores y auto-transformadores fueron representados por sus impedancias de cortocircuito. Para equipos existentes, las impedancias de secuencia cero, han sido extraídas de los protocolos de ensayos correspondientes y referidos a la base de 100 MVA del sistema. Para transformadores a ser instalados en el corto y mediano plazo, se adoptaron las impedancias de equipos existentes similares, lo cual resulta válido dado el alto grado de padronización empleado por la ANDE en sus instalaciones de transformación.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

Los transformadores de puesta a tierra del tipo Zig-Zag son utilizados para dar referencia a tierra, en aquellas barras ubicadas en el lado delta de los transformadores. Estos transformadores son representados por su impedancia, expresada en la base de 100 MVA, únicamente en la red secuencia cero.

Los generadores de gran porte, correspondientes a las centrales hidroeléctricas en operación, fueron representados como una fuente de tensión tras su reactancia sub-transitoria X_g'' en secuencia positiva. Se asume que la impedancia de secuencia negativa en los generadores es igual a la de secuencia positiva. En tanto que en la secuencia cero, se adopta la impedancia de secuencia cero proveniente de los datos de placa de los generadores.

Los reactores conectados en estrella aterrada, son representados únicamente en la red de secuencia cero por su impedancia porcentual dada por la siguiente expresión:

$$X_0 = \frac{P_{base}}{P_{nominal}} \times 100 \dots (c)$$

Para la obtención de los Niveles de Cortocircuitos del Sistema Interconectado Nacional (SIN), fue utilizado el programa de cálculo de cortocircuito ANAFAS [4].

Con respecto a la configuración del sistema de transmisión, en todos los años de estudio fue considerado el SIN completamente interconectado (topología totalmente mallada) [1].

Esta premisa es adoptada ya que con esta configuración se obtienen los mayores niveles de cortocircuito, lo cual resulta conservador desde el punto de vista de las exigencias previstas para los equipos.

3. METODOLOGÍA UTILIZADA

Para la simulación en el programa ANAFAS se toman como horizonte de estudio los años abordados en el Plan Maestro de Transmisión 2021-2030 de la ANDE. En particular, para este trabajo se presenta los resultados de los años 2022 y 2030.

En ese sentido, tanto en el año 2022 como en el año 2030 se presentan los niveles de cortocircuito más altos o representativos en las barras de 23 kV y 66 kV, de tal manera a no abordar una gran cantidad de datos que no comprometerían a los equipos instalados en el Sistema de Transmisión de ANDE.

4. RESULTADOS

4.1. Niveles de cortocircuito en 23kV, año 2022

En la figura 1 se puede observar que en el año 2022 los niveles de cortocircuito más altos se concentran en el Sistema Metropolitano, registrándose el nivel más alto en la Subestación Puerto Sajonia, alcanzando los 30 kA en una falla trifásica, y 23 kA en una falla monofásica. Asimismo, se tienen importantes niveles de cortocircuito en la Subestación Lambaré con 28 kA en una falla trifásica y 21,5 kA en una falla monofásica, así como la Subestación San Lorenzo con niveles de cortocircuito iguales a 23 kA en una falla trifásica y 28,5 kA en una falla monofásica. Mediante el gráfico expuesto a continuación, se puede observar los niveles de cortocircuito mencionados.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

En los demás sistemas, los niveles de cortocircuito encontrados, se mantienen por debajo de los 20 kA, permaneciendo dentro de los rangos admisibles para los equipos de protección.

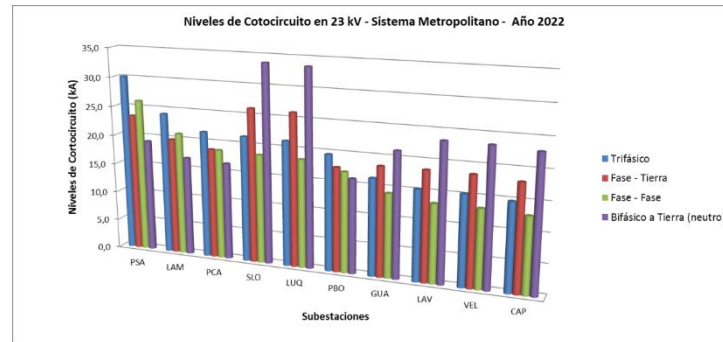


Figura 1: Niveles de Cortocircuito en 23 kV - Sistema Metropolitano

4.2. Niveles de cortocircuito en 23kV, año 2022

Para el año 2030, según la figura 2 presentada a continuación y similar a lo verificado en el 2022, los niveles de cortocircuito más elevados del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se concentran en el Sistema Metropolitano. Con referencia a la falla trifásica, el nivel más alto de corriente en 23 kV para el año 2030 se presenta en la Subestación Barrio Parque (34,6 kA), así mismo, siguen las Subestaciones de Lambaré (28,5 kA), San Miguel (27 kA), Barrio Jara (26,5kA) y Santa Teresa (26,1 kA).

Respecto a la falla monofásica, los niveles más elevados en 23 kV proyectado para el año 2030 se presentan en las Subestaciones de Barrio Parque (38,8 kA), San Miguel (30 kA), Barrio Jara (29,6 kA), y Santa Teresa (29,3 kA) todos ubicados en el Sistema Metropolitano.

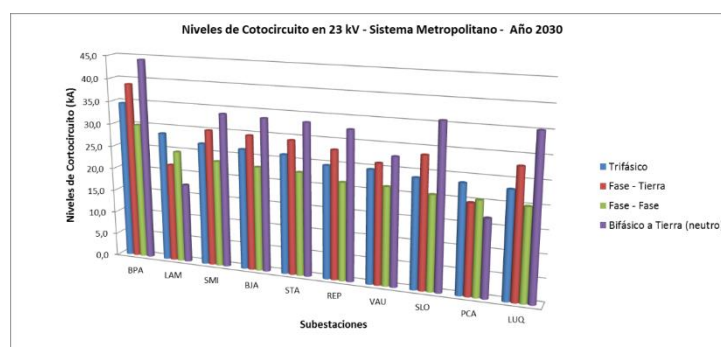


Figura 2: Niveles de Cortocircuito en 23 kV - Sistema Metropolitano

4.3. Niveles de cortocircuito en 66kV, año 2022

De los resultados obtenidos para el año 2022 en este nivel de tensión, las subestaciones cuyas instalaciones están constituidas por bancos de transformadores son las más críticas. Se destacan los niveles de cortocircuito de Lambaré, Parque Caballero, Puerto Botánico, cuyos valores superan

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

40 kA para una falla del tipo Bifásico-Tierra. Los niveles de cortocircuito en estas subestaciones pueden verse en la figura 3.

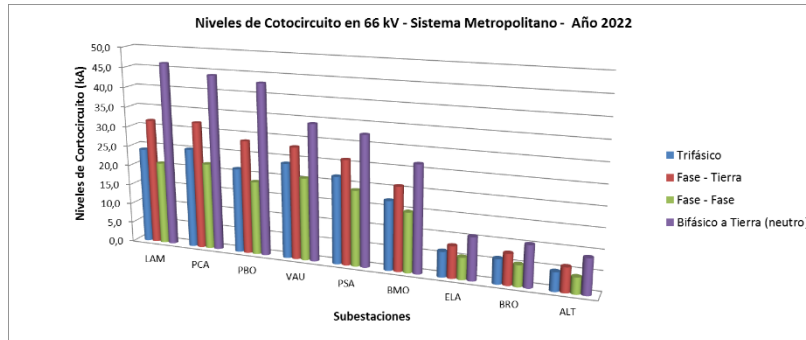


Figura 3: Niveles de Cortocircuito en 66 kV - Sistema Metropolitano

4.4. Niveles de cortocircuito en 66kV, año 2030

Para el año 2030 en 66 kV, del mismo modo que en el 2022, las subestaciones con bancos de transformadores son las más críticas. Se destacan los niveles de cortocircuito de Villa Aurelia, Lambaré, Puerto Botánico, cuyos valores superan 55 kA para una falla Bifásico-Tierra. Los niveles de cortocircuito en estas subestaciones pueden verse en la figura 4.

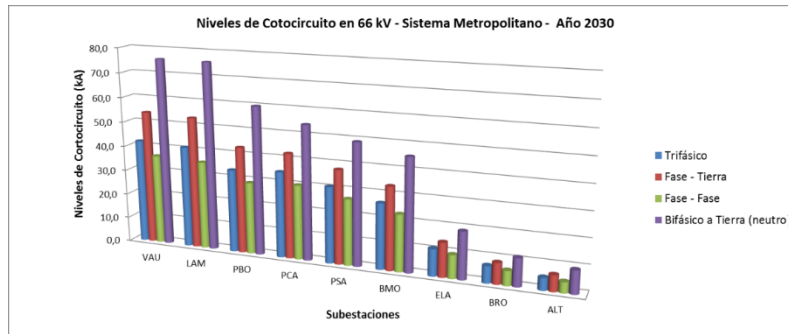


Figura 4: Niveles de Cortocircuito en 66 kV - Sistema Metropolitano

4.5. Sistema Efectivamente Aterrado

De igual manera, en este trabajo se evalúa el grado de aterramiento, considerando que un sistema está efectivamente aterrado cuando se verifican, en cualquier punto del mismo, las siguientes relaciones:

$$\frac{X_0}{X_1} \leq 3 \quad \text{y} \quad \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

Según los valores observados de las planillas de cortocircuito resultantes obtenidas, se puede concluir que el aterramiento en la gran mayoría de las Subestaciones del SIN es efectivo, según los resultados obtenidos, apreciándose que se cumplen las relaciones anteriores en el nivel de tensión de 23 kV para las diferentes subestaciones del SIN, con excepción de Altos y Eusebio Ayala. Al

**XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022**

respecto, estas Subestaciones requieren de un mayor análisis, referente a sus niveles de aterramiento, de manera a tomar acciones tendientes a la minimización de efectos indeseados, requiriéndose posiblemente el cambio de los transformadores de puesta a tierra.

Referente a la relación X_0/X_1 se aclara que dichos valores resultaron ínfimos y verifican en todas las Subestaciones.

En la Tabla 1 siguiente, se indican los respectivos valores resultantes de la ecuación anterior.

Tabla I: Relación X_0/X_1 las Subestaciones con Transformadores Zig-Zag – 23 kV.

Subestaciones	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	X_0/X_1	X_0/X_1	X_0/X_1	X_0/X_1	X_0/X_1	X_0/X_1	X_0/X_1	X_0/X_1	X_0/X_1	X_0/X_1
Puerto Sajonia	1,77	1,86	0,73	0,74	0,75	0,76	0,77	0,77	0,77	0,78
Parque Caballero	1,38	1,46	1,51	1,53	1,54	1,56	1,59	1,59	1,59	1,60
Villa Aurelia	0,84	0,85	0,86	0,87	0,77	0,78	0,79	0,79	0,83	0,83
Barrio Molino	0,64	0,80	0,81	0,81	0,82	0,83	0,83	0,83	0,83	0,74
Buey Rodeo	0,79	0,79	0,80	0,80	0,78	0,79	0,84	0,84	0,84	0,84
Vallemi 2	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12
Zarate Isla	-	-	0,63	0,64	0,65	0,75	0,76	0,76	0,76	0,76
Autodromo	-	-	0,63	0,63	0,64	0,64	0,65	0,65	0,65	0,65
Puerto Botanico	1,33	1,35	1,36	1,38	1,40	1,44	1,47	1,47	1,53	1,53
Lambaré	1,64	1,66	1,68	1,70	1,72	1,75	1,78	1,79	1,94	1,95
Altos	3,47	3,47	3,49	3,50	3,51	3,53	3,60	3,60	3,61	3,61
Eusebio Ayala	10,85	10,95	11,33	11,42	11,44	0,68	0,69	0,69	0,69	0,69
Loma Plata	0,14	0,14	0,38	0,55	0,55	0,55	0,56	0,60	0,60	0,58

5. CONCLUSIONES

De los resultados obtenidos, en general, se puede apreciar que los niveles de cortocircuito más elevados dentro del sistema de transmisión se darían en el Sistema Metropolitano, debido principalmente a los refuerzos en 500 kV en el tronco principal de transmisión.

Con relación a las barras de 23kV, para el año 2030, en varias subestaciones, principalmente del Sistema Metropolitano, se obtienen corrientes de cortocircuito que sobrepasan los 25 kA, confirmándose con esto la necesidad de adopción de celdas de 23 kV con mayores capacidades de interrupción de corriente. Sin embargo, para la mayoría de las subestaciones fuera del Sistema Metropolitano, las corrientes de cortocircuito en 23 kV se encontrarían por debajo de los 25 kA, con lo cual resultaría adecuado el uso de celdas metalclad convencionales.

Con relación a las barras de 66 kV en una falla monofásica, para el año 2030, en algunas Subestaciones, principalmente para las del Sistema Metropolitano, fueron obtenidas corrientes de cortocircuito que sobrepasan los 40 kA. Entre estas Subestaciones se citan las siguientes; Puerto Botánico (con 43 kA), Lambaré (con 53,2 kA), Villa Aurelia (con 54 kA), Parque Caballero (con 42,3 kA) y Barrio Parque (con 41,5kA). Se recomienda en la brevedad posible, verificar los respectivos límites de interrupción, para los equipos (interruptores) de dichas subestaciones.

En cuanto a los niveles máximos de corriente de cortocircuito a través del neutro, estos se dan en las barras de 66kV en el año 2030, y se puede destacar a las siguientes subestaciones con sus respectivos valores: Villa Aurelia (con 75,9 kA), Lambaré (con 75,8 kA), Puerto Botánico (con 59,9 kA) y Parque Caballero (con 54,2kA) y futuramente la SE Terminal (con 73,9 kA).Se recomienda

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

en la brevedad posible, verificar la malla de tierra de estas subestaciones en relación a estos valores calculados.

6. RECOMENDACIONES

A partir de los niveles de cortocircuito reportados en este informe, se recomienda la realización de un estudio de verificación detallado de la capacidad de interrupción de las celdas, por subestaciones, tanto en el corto y mediano plazo, a fin de identificar eventuales necesidades de adecuación de equipos en las subestaciones, considerando las capacidades actuales que se disponen según se ilustra en la siguiente tabla.

Tabla II: Capacidad de Corte de Interruptores

Poder de Corte	Nivel de Tensión
40 kA	500 kV
40 kA	220 kV
40 kA	66 kV
25 – 40 kA	23 kV

Actualmente, la Ande utiliza Reactores Limitadores de Corriente de Cortocircuito en el nivel de tensión de 23 kV, de forma a tener niveles en rango de valores convencionales. En este contexto, de manera a explorar nuevas tecnologías que puedan aportar en la reducción de los niveles de cortocircuito, se recomienda analizar la instalación de reactores entre barras en subestaciones como Barrio Parque, donde la corriente de cortocircuito se dispara a partir del año 2023 con la instalación de 4 transformadores 66/23 kV de 50 MVA, como fuera ilustrado en la figura 5.

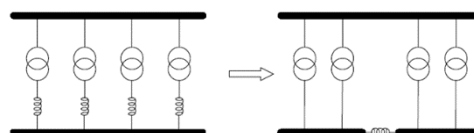
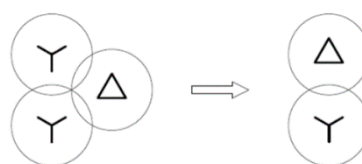


Figura 5: Configuración de Reactores Limitadores Propuestos.

En este sentido, otras propuestas de reducción de los niveles de corriente de cortocircuito, por ejemplo, en el caso de subestaciones que cuentan con transformadores 220/23 kV, podría estudiarse la modificación del tipo de conexionado, pasando del actual (Y-Y-Δ) al tipo (Δ-Y) (Figura 6), también se recomienda analizar las consecuencias de aumentar el valor de impedancia del devanado de compensación (Figura 7).



XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

Figura 6: Configuración de conexionado actual (Y-Y- Δ) vs configuración de conexionado propuesto (Δ -Y).

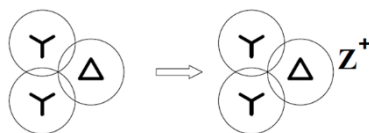


Figura 7: Configuración de conexionado actual vs configuración de conexionado propuesto con Z (devanado delta) aumentado.

Por otra parte, mediante este trabajo se constata un importante incremento en los niveles de corriente de neutro ante fallas bifásicas a tierra, lo cual puede implicar desafíos en el desempeño de la malla de puesta a tierra. Por ello, en el corto plazo, se recomienda la verificación del dimensionamiento de la malla de puesta a tierra en importantes subestaciones del SIN, principalmente en el Sistema Metropolitano.

En subestaciones cuyos niveles de cortocircuito del tipo monofásico sean mayores a los del tipo trifásico, se recomienda explorar el uso de los Reactores Limitadores de Neutro (centro estrella) según lo observado en la figura 8.



Figura 8: Configuración de conexionado actual vs configuración de conexionado propuesto con Reactores Limitadores de Neutro (centro estrella).

En cuanto mitigar los niveles de cortocircuito en alta tensión, se podría estudiar la instalación de FACTS (Sistema flexible de transmisión de CA). La tecnología FACTS es compacta y se puede instalar dentro del espacio existente de una subestación o instalación de transmisión eléctrica. Con esta tecnología las líneas de transmisión existentes soportan cargas más altas sin sobrecalentarse ni exceder sus límites de potencia nominal.

7. BIBLIOGRAFIA

- [1] Plan Maestro de Transmisión 2021-2030. Administración Nacional de Electricidad, Paraguay, 2020, páginas 1-51
- [2] Análisis de Cortocircuito en Estudios de Planificación de Sistemas de Transmisión y Base de Datos. CONSORCIO LEME – CEMIG – Nota técnica 16/95 –.
- [3] Alternative Transients Program Rule Book - ATP, para cálculos de Líneas de Transmisión.
- [4] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), “ANAFAS 7.5.0.” 2022.