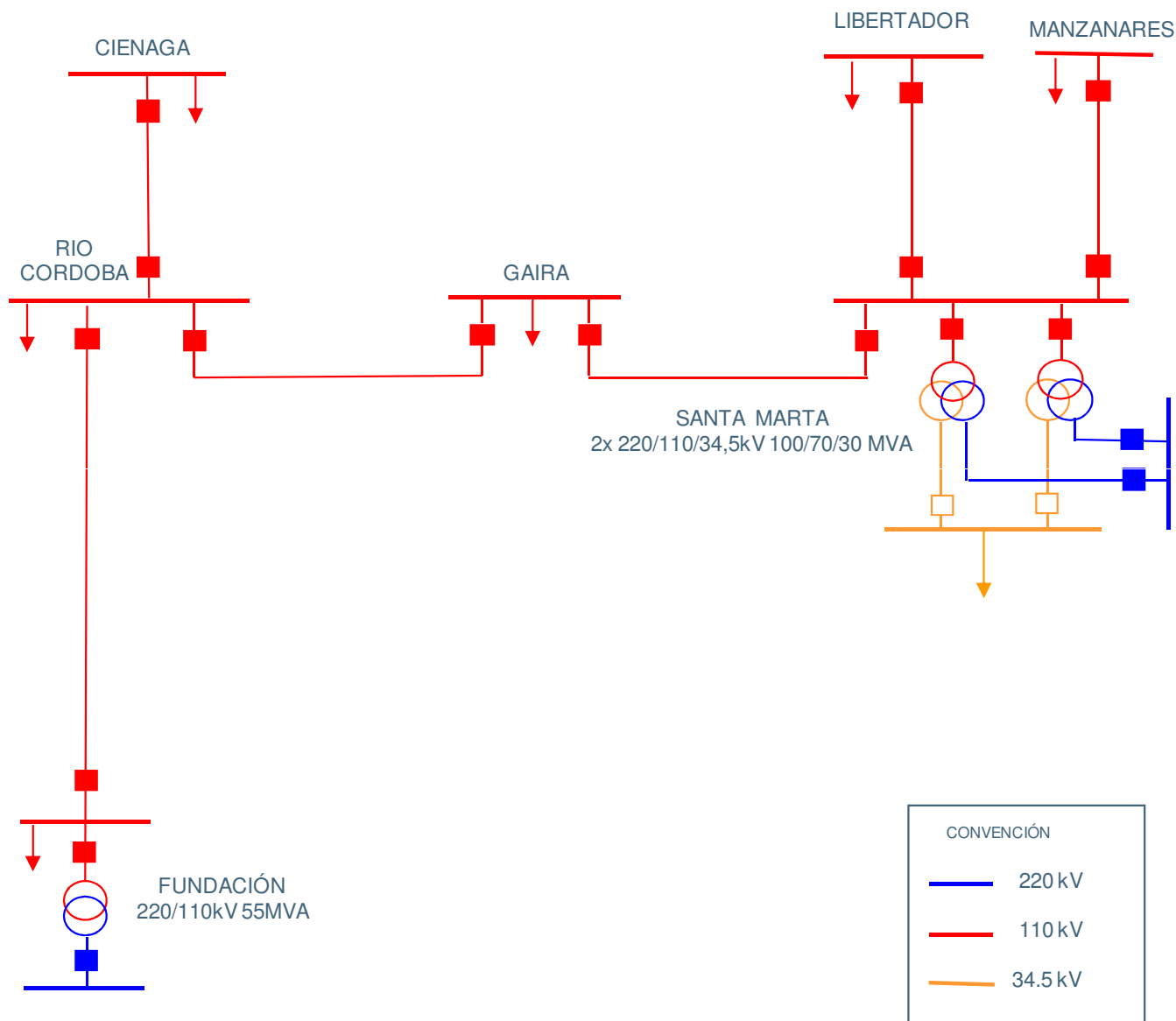


TALLER EVALUACIÓN CONFIABILIDAD

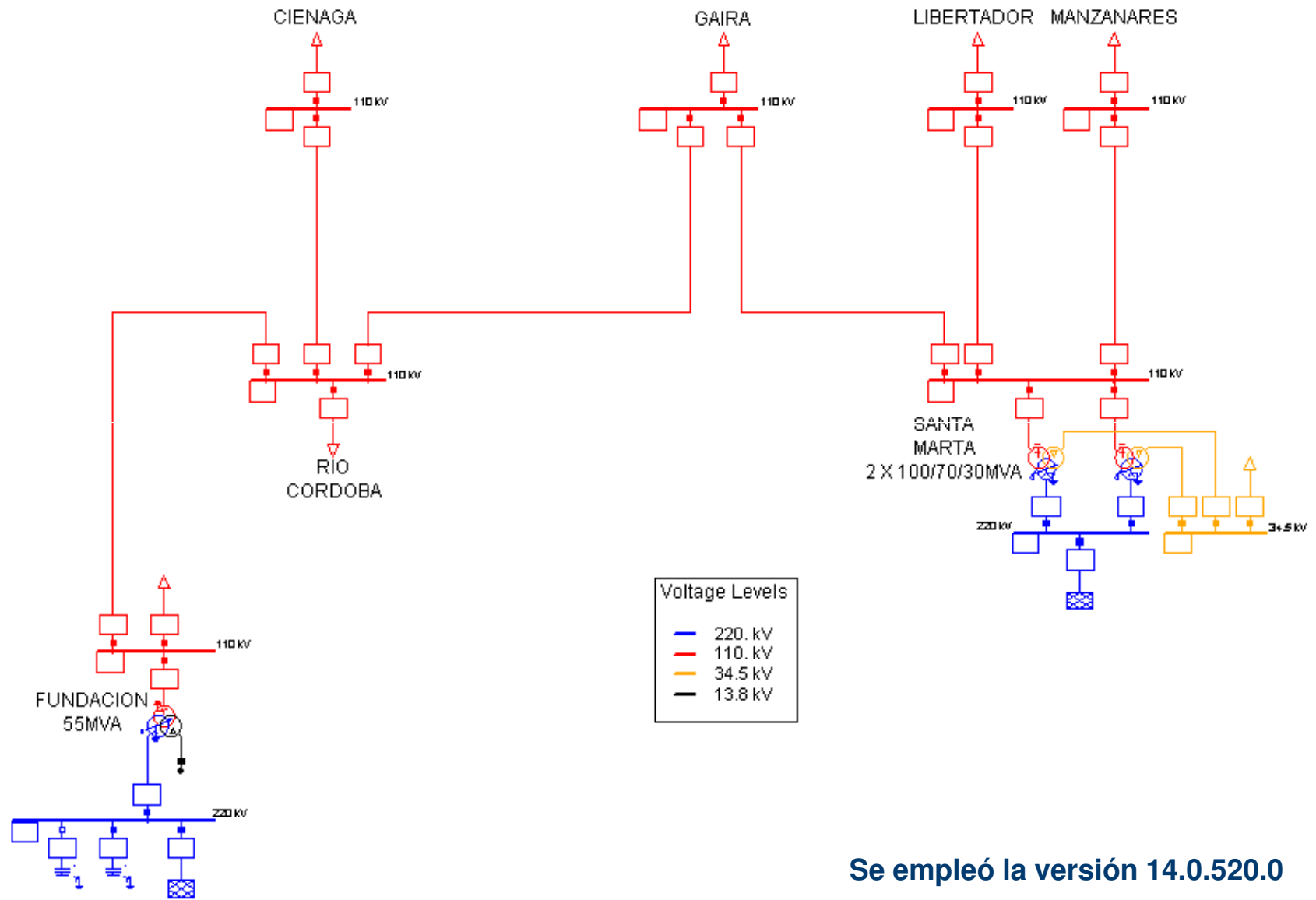
Metodología, Cálculos y Resultados del Análisis de Confiabilidad







Modelo en PF DIgSILENT de la Red Piloto

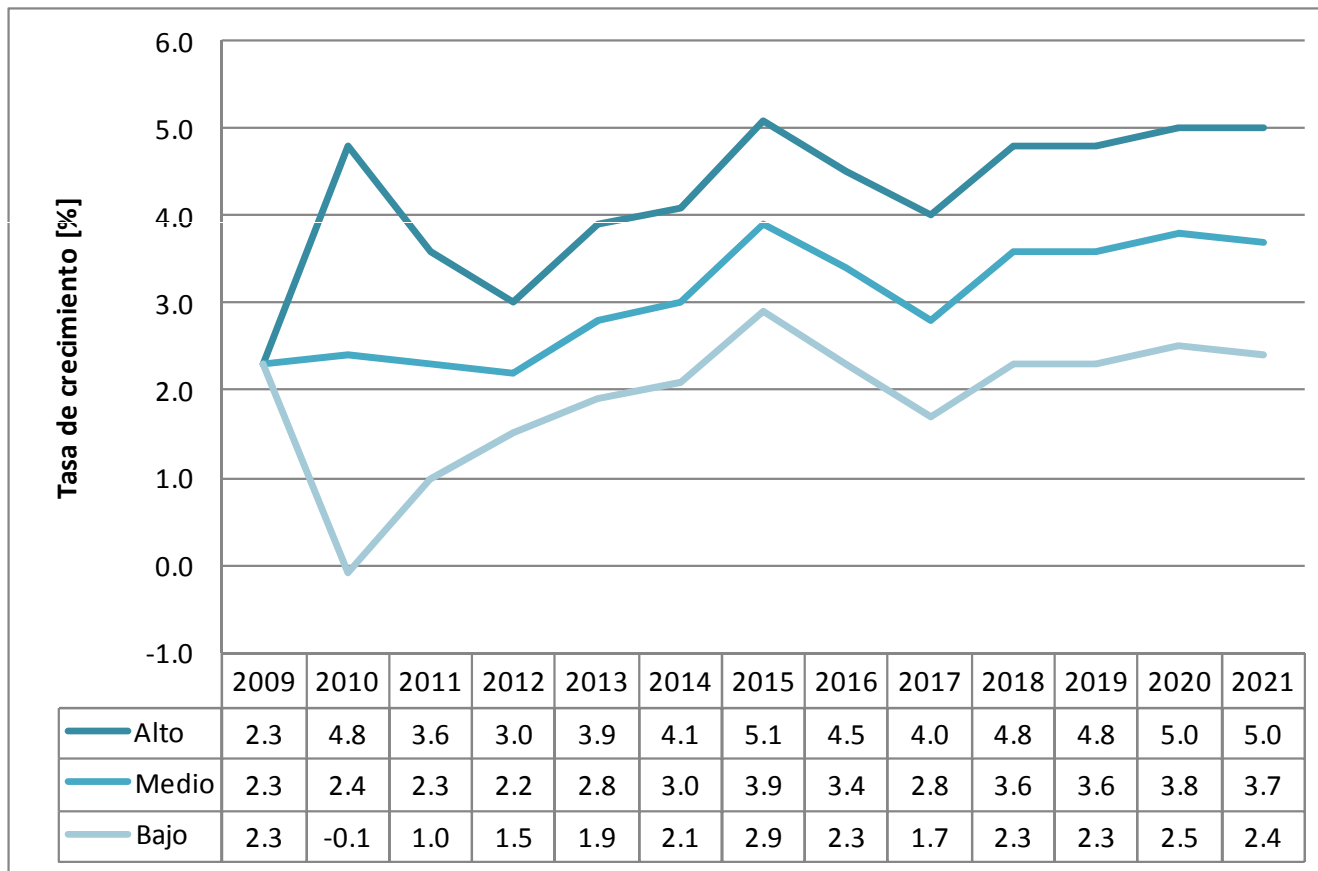




Criterios – Proyección de demanda



- El escenario de proyección de demanda de la UPME empleado es el **Alto** debido a que lo que se quiere es definir la capacidad de la red a futuro. Este criterio es consistente con el escenario de proyección de demanda empleado por UPME en el Plan de Expansión. No obstante, dependiendo de la realidad de cada área, se puede tomar un escenario de demanda diferente de acuerdo con la experiencia de cada OR.

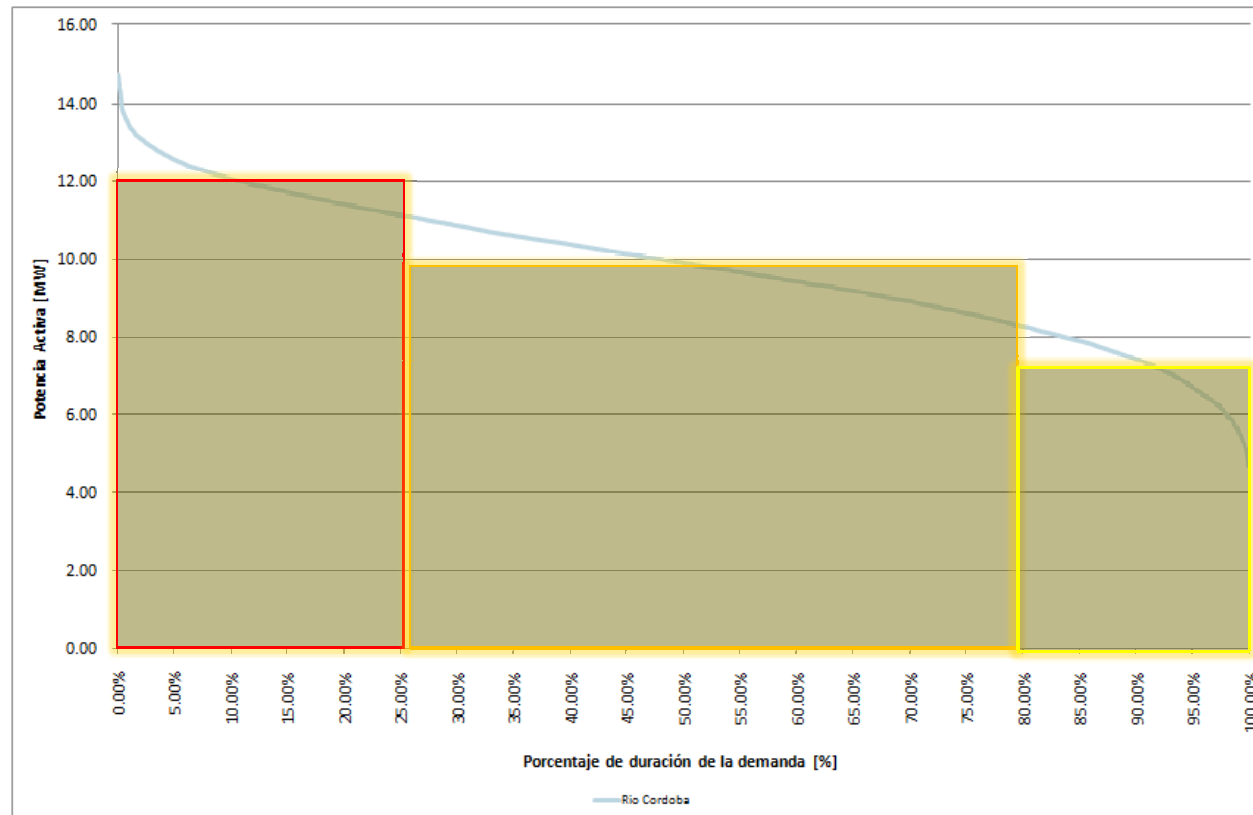




Criterios – Demandas de las cargas



- Para la demanda de las cargas, se construye la curva de duración de demanda de cada una de ellas y se determinan los valores de demanda máxima (Dmax), media (Dmed) y mínima (Dmin), de acuerdo con los valores establecidos en la regulación, 6 horas máxima (25%), 13 media (54%), y 5 mínima (21%), y se toma el promedio para cada período. Para los casos en los que no se tiene la curva de duración de demanda, se toman los valores de demanda que se tengan disponibles y se realiza la misma distribución.

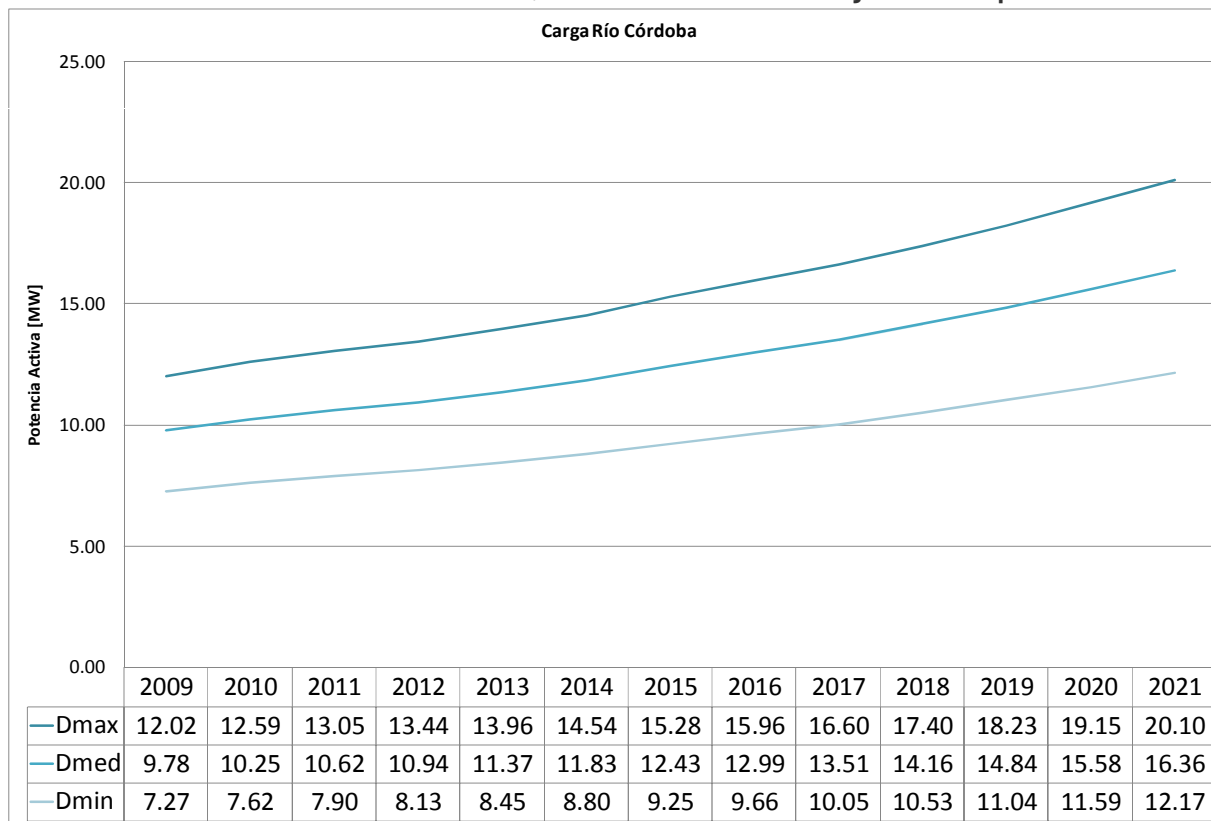




Criterios – Años de Análisis



- En casos de redes complejas o enmalladas, el definir los años de análisis evita la multiplicación de casos que no agregan valor al análisis. A pesar de tener un caso de estudio simple, se adopta el criterio anterior para este análisis, por tanto el primer año será el (2010), un año intermedio (2015) y el último año para el cual se tiene información (2021). Para los años intermedios a los definidos, los resultados de la ENS se calculan asumiendo linealidad entre los años de análisis. En todo caso, si se encuentra que los resultados varían mucho entre los años de análisis, se pueden definir años adicionales de análisis, con el fin de mejorar la precisión de los mismos.





Criterios – Tasas de Falla y Tiempos de Reparación



- Debido a que el método recomendado y utilizado es el de enumeración de estados, tanto para líneas como para transformadores, se toma el valor promedio de la tasa de falla y tiempo de reparación.
- La tasa de falla de los transformadores se determina como la suma de las tasas de falla permanente y transitoria, ya que ambas constituyen eventos de falla que deben ser tenidos en cuenta en un análisis de confiabilidad. Para el tiempo de reparación, se determina como el promedio ponderado de los tiempos de reparación de falla permanente y transitoria, dado que es el tiempo promedio de reparación que se observa sobre el equipo.

$$\lambda = \lambda_p + \lambda_t$$

Donde:

λ : Tasa de falla transformador

λ_p : Tasa de falla permanente

λ_t : Tasa de falla transitoria

$$r = r_p \left(\frac{\lambda_p}{\lambda_p + \lambda_t} \right) + r_t \left(\frac{\lambda_t}{\lambda_p + \lambda_t} \right)$$

Donde:

r : tiempo de reparación transformador

r_p : tiempo de reparación permanente

r_t : tiempo de reparación transitoria



Determinación de tasa de fallas



- Con los valores suministrados para el ejercicio y con los criterios de la diapositiva anterior, se determinaron los siguientes valores de tasas de falla y tiempos de reparación para el análisis de confiabilidad en el software Power Factory DIgSILENT.

	Name	Grid	Forced Outage Rate 1/a	Forced Outage Expectancy h/a	Forced Outage Duration h
↗	Gaira - Río Cordoba	Magdalena	3.4	12.24	3.6
↗	Río Cordoba - Ciénaga	Magdalena	2.	6.199999	3.1
↗	Río Cordoba - Fundación	Magdalena	14.2	34.08	2.4
↗	Santa Marta - Libertador	Magdalena	0.8	3.04	3.8
↗	Santa Marta - Manzanares	Magdalena	0.6	2.94	4.9
▶ ↗	Santa Marta-Gaira	Magdalena	0.8	1.84	2.3

	Name	Failure frequency 1/a	Mean h
⊕ ⊖	Fundación 01	2.03	10.217
⊕ ⊖	Santa Marta 01	3.03	6.119
▶ ⊕ ⊖	Santa Marta 02	3.03	6.119



Consideraciones – Máxima carga de elementos



- Todos los elementos se consideran con un nivel de carga máximo del 100%, debido a que todos sus tiempos de reparación son superiores a los tiempos máximos de sobrecarga en condición de emergencia.

The image displays two screenshots of a software interface, likely for power system analysis, showing failure data and load constraints. Red arrows indicate the flow of information from the left screenshot to the right one.

Left Screenshot:

- Tab: Basic Data
- Section: Failures
- Element model: LIBRERIAS\Gaira - Río Cordoba
- Line Failures:
 - Forced Outage Rate: 3.4 1/a
 - Forced Outage Expectancy: 12.24 h/a
 - Forced Outage Duration: 3.6 h
- Double Earth Fault:
 - Frequency of single earth faults: 0. 1/a
 - Conditional probability of a second earth fault: 0. %
 - Repair duration: 0. h
- Load-Shedding/Power Restoration Constraints:
 - Max. Loading: 100. %

Right Screenshot:

- Tab: Basic Data
- Section: Failures
- Element model: LIBRERIAS\Fundación 01
- Transformer Failures:
 - Forced Outage Rate: 2.03 1/a
 - Forced Outage Expectancy: 20.74051 h/a
 - Forced Outage Duration: 10.217 h
- Double Earth Fault:
 - Frequency of single earth faults: 0. 1/a
 - Conditional probability of a second earth fault: 0. %
 - Repair duration: 0. h
- Load-Shedding/Power Restoration Constraints:
 - Max. Loading: 100 %



Consideraciones – Deslaste y prioridad en Cargas



- Para este ejercicio, se considera que todas las cargas tienen la misma prioridad para ser desconectadas, es decir, en caso de ser necesario deslastrar carga para disminuir la sobrecarga de un elemento ante una contingencia, cualquier carga puede ser desconectada para disminuir la sobrecarga sin preferencias al momento de hacerlo.
- Para el deslaste de cargas se considera que de ser necesario deslastrarlas, éstas se deslastran por completo en un solo paso y no parcialmente o con pasos infinitos.

	Name	Grid	Load priority	Shedding steps	Transferable %
▶ ▾	Cienaga	Magdalena	0	1	0.
▾	Fundación	Magdalena	0	1	0.
▾	Gaira	Magdalena	0	1	0.
▾	Libertador	Magdalena	0	1	0.
▾	Manzanares	Magdalena	0	1	0.
▾	Rio Cordoba	Magdalena	0	1	0.
▾	Santa Marta	Magdalena	0	1	0.



Consideraciones – Redespachos en generación



- En el programa es posible considerar redespachos de los recursos de generación o fuentes; para este ejercicio se considera que ante contingencia de un elemento no hay redespacho en los equivalentes de red y que son fijos sus valores para la simulación.

Basic Data	Load Flow	VDE/IEC Short-Circuit	Complete Short-Circuit	ANSI Short-Circuit	IEC 61363	
RMS-Simulation	EMT-Simulation	Harmonics	Optimization	State Estimator	Reliability	Description

Max. Power MW

Active power control

Active power steps

Priority

No se habilitan redespachos en el análisis de confiabilidad



Configuración Análisis de Confiabilidad



- Para el análisis de confiabilidad mediante el método de enumeración de estados, se realiza el análisis teniendo en cuenta flujos de carga para cada contingencia. Para ello, se consideran fallas en todos los transformadores y líneas del sistema, con la opción de considerar o no las contingencias N-2 en el análisis.

Basic Options | Outputs | FEA | Advanced Options

rel3/out/line/trf/2/cfin/trans/prt/eon

Mode State Enumeration

Analysis Network, load flow analysis

Start year 0 a Stop year 1 a

Loads

☐ Consider load curves

☒ Automatic Contingency Definition

Selection Whole System

☐ Busbars / terminals ☐ Common mode

☒ Lines / cables ☐ Maintenance

☒ Transformers ☒ Independent second failures

☐ Double earth faults

☐ Protection/switching failures

Consideración de fallas N-2

Execute Close Cancel Conting.

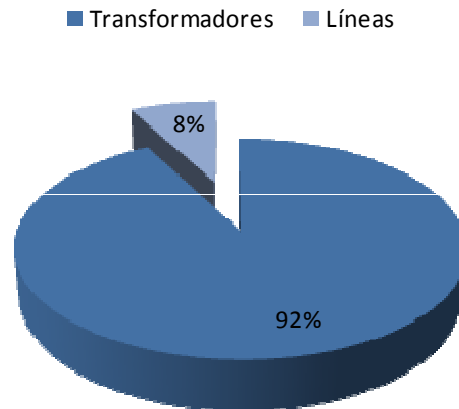
- A continuación se ilustran los resultados para el caso base de 2009, con análisis sólo de N-1 y con análisis N-1 y N-2.

Caso_N-1yN-2 - Notepad	
File Edit Format View Help	
No = Common mode	Yes = Independent second failures
No = Busbars / terminals	No = Double earth faults
Yes = Lines / cables	No = Maintenance
Yes = Transformers	
Study Case: Caso Base 2009	
System Summary	
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI: = 7.550000 1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI: = 7.550000 1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI: = 44.058 h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI: = 5.836 h
Average Service Availability Index	: ASAI: = 0.9949705074
Average Service Unavailability Index	: ASUI: = 0.0050294926
Energy Not Supplied	: ENS: = 7738.364 Mwh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS: = 1105.481 Mwh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI: = 4144.921 Mwh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC: = 0.000 M\$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR: = 0.000 \$/kwh
System energy shed	: SES: = 7405.178 Mwh/a
Caso_N-1 - Notepad	
File Edit Format View Help	
Selection = whole	No = Independent second failures
No = Common mode	No = Double earth faults
No = Busbars / terminals	No = Maintenance
Yes = Lines / cables	
Yes = Transformers	
Study Case: Caso Base 2009	
System Summary	
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI: = 7.602880 1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI: = 7.602880 1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI: = 43.876 h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI: = 5.771 h
Average Service Availability Index	: ASAI: = 0.9949913223
Average Service Unavailability Index	: ASUI: = 0.0050086777
Energy Not Supplied	: ENS: = 7706.999 Mwh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS: = 1101.000 Mwh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI: = 0.000 Mwh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC: = 0.000 M\$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR: = 0.000 \$/kwh
System energy shed	: SES: = 7366.288 Mwh/a

La diferencia en la ENS entre el análisis sólo con N-1 y con el análisis incluyendo las contingencias N-2, es de 31.37 [MWh/a]

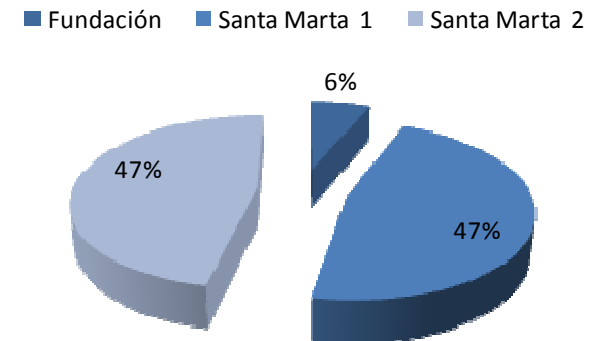
- Del resultado de la ENS determinada para el 2009, es posible desagregar los aportes de las fallas a cada componente (%Transformadores y %Líneas, así como por cada elemento del sistema).

Porcentaje de Participación en la ENS



Se puede ver como la señal para disminuir la ENS es que se requiere refuerzo de transformación en la subestación Santa Marta, ya que son las contingencias que más le aportan a la ENS, debido a que generan corte de suministro en toda el área.

Participación en ENS por Transformador

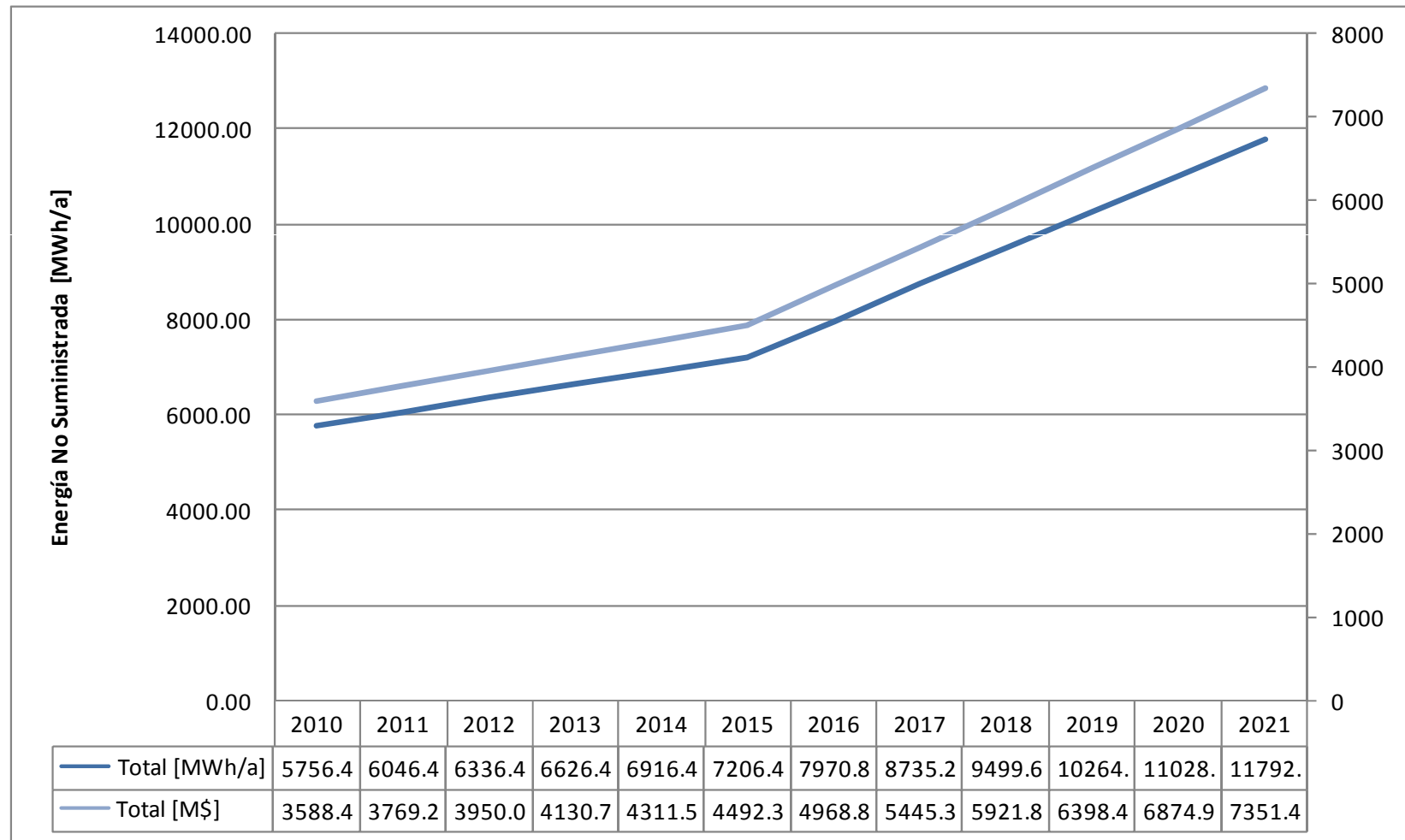




Resultados del análisis en la Expansión



- El indicador de ENS se da en MWh/año y su costo se determina con base en el costo incremental operativo de racionamiento de energía (CRO1) dado por la UPME para el mes julio 31 de 2010 igual a 623.38 \$/kWh. Con este costo se valoró la energía no suministrada ENS obtenida en el análisis de confiabilidad realizado.





Evaluación Económica



- Se calcula el valor presente neto del costo de la ENS, a pesos de julio de 2010, para los años de análisis, con una tasa de descuento del 12%. El VPN es de **\$32'338.658.499**.
- Teniendo en cuenta que un tercer transformador en Santa Marta disminuye en cerca de un 86.48% la ENS producida por las contingencias, se estima un beneficio en ENS de **\$27'966.471.870**.
- Si se tienen en cuenta los valores de resolución CREG 097-2008, los costos de inversión sin AOM serían cerca de 6'151.615.000 a pesos de diciembre de 2007.

UC	Descripción	Valor instalado [\$Dic 2007]	Costo de instalación [\$Dic 2007]	Valor instalado [\$Dic 2007]		Cantidad	Subtotal
N5T7	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - CAPACIDAD FINAL DE 91 A 100 MVA	37,640,000	438,082,000	37,640,000	100 MVA	1	4,202,082,000
N5S9	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, ANILLO, 230 kV	1,253,667,000		1,253,667,000	1	1	1,253,667,000
N4S11	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL	695,866,000		695,866,000	1	1	695,866,000
COSTO TOTAL \$							6,151,615,000

- Considerando un AOM del 3% durante 25 años, se tiene un VPN de AOM del \$1'436.583.416 a pesos de diciembre de 2007.
- El costo total de la inversión más AOM a pesos de a pesos de julio de 2010, es de **\$8'330.017.302**, teniendo en cuenta el IPP Dic 2007=168.27 e IPP Jul 2010=184.72.
- Así la relación **B/C** para un proyecto de un tercer transformador estaría cercano a **3.36**, lo cual hace viable un proyecto de este tipo.

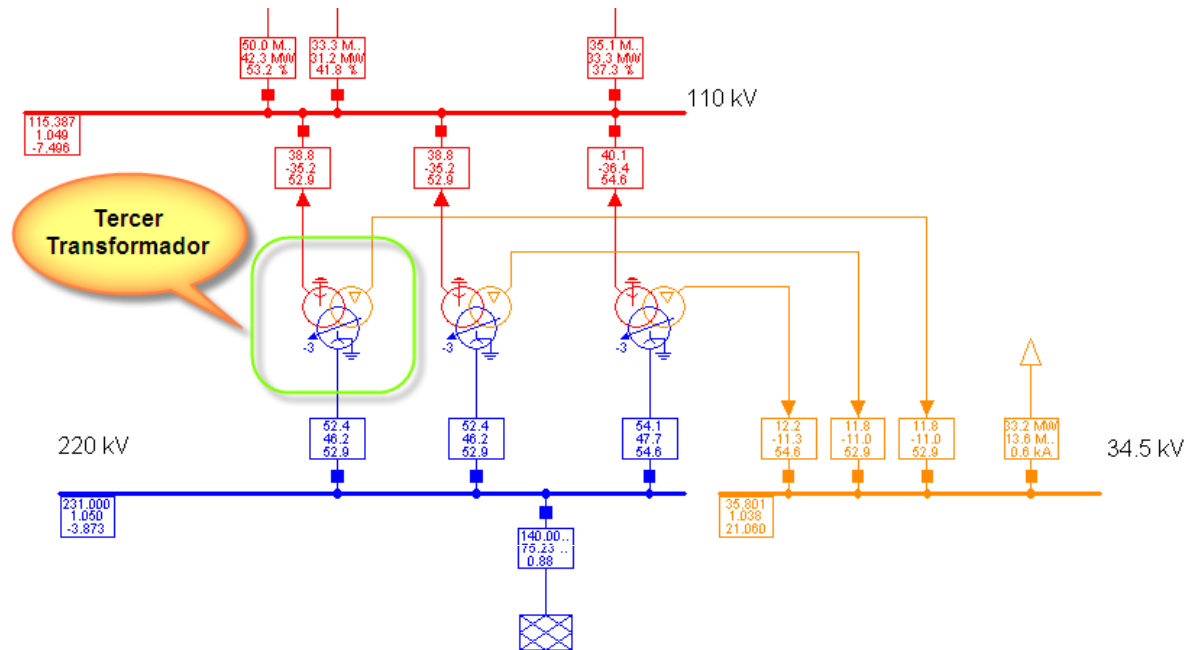


Resultados Tercer Transformador – Caso Base 2009

SANTA MARTA
3 X 100/70/30MVA

Voltage Levels

- 220. kV
- 110. kV
- 34.5 kV
- 13.8 kV



Study Case: Caso Base 2009

Annex:

/ 1

System Summary

System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI: =	1.265310	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI: =	1.265310	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI: =	4.179	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI: =	3.302	h
Average Service Availability Index	: ASAI: =	0.9995229866	
Average Service Unavailability Index	: ASUI: =	0.0004770134	
Energy Not Supplied	: ENS: =	624.813	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS: =	89.259	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI: =	0.525	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC: =	0.000	\$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR: =	0.000	\$/kWh
System energy shed	: SES: =	285.405	MWh/a

Con el tercer transformador la ENS para el caso base de 2009 es de 624.813 [MWh/a], contra 7738.364 [MWh/a] del caso base con dos transformadores en Santa Marta



Conclusiones Generales



- Con este ejercicio, se busca proponer criterios para la evaluación de la confiabilidad, los cuales, para el caso analizado, permitirían viabilizar un proyecto de expansión de la transformación en la subestación Santa Marta, con el fin de mejorar la confiabilidad del servicio en el área de Magdalena.
- A continuación se resumen los criterios y consideraciones del ejercicio:
 - ✓ Escenario de Proyección de demanda Alto.
 - ✓ Análisis para tres años representativos y los demás años se determinan mediante interpolación lineal entre los años analizados.
 - ✓ La tasa de fallas y el tiempo medio de reparación en transformadores consideran tanto el efecto de fallas transitorias como permanentes.
 - ✓ Los elementos no admiten cargas superiores a 100%.
 - ✓ Todas las cargas tienen igual prioridad para el deslastre y se da en un solo paso.
 - ✓ No se consideran redespachos en las fuentes de generación.
 - ✓ Se consideraron las contingencias N-2.
 - ✓ Se consideró el CRO1; sin embargo, dependiendo del tipo de demanda, sería necesario utilizar el costo de un escalón diferente.
- Los aportes de la contingencia de cada elemento a la ENS permiten focalizar las soluciones más efectivas para la expansión del área, lo cual permite identificar las inversiones en infraestructuras más eficientes.
- La metodología y criterios utilizados, podrían ser un referente para la evaluación de la confiabilidad en un sistema de transmisión regional en Colombia.

