

Taller de Confiabilidad

Codensa – Visión OR



Agenda

- ☑ Aspectos Regulatorios
- ☑ Aspectos al interior del OR
- ☑ Seguimiento al Plan de Expansión
- ☑ Planeamiento eléctrico
- ☑ Herramientas y modelos
- ☑ Resultados caso de Estudio (Visión Codensa)
- ☑ Problemáticas de Codensa en la Expansión
- ☑ Conclusiones y temas de discusión



Aspectos Regulatorios

Ley 143 de 1994: asegurar la operación eficiente, segura y confiable del servicio de electricidad.

Res. CREG 025/95 Código Planeamiento

- ✓ Planeación corto (3 años), mediano (5 años) largo plazo (>10 años).
- ✓ Proyectos técnica, ambiental y económicamente factibles.
- ✓ Criterios (Calidad, Seguridad y Confiabilidad).

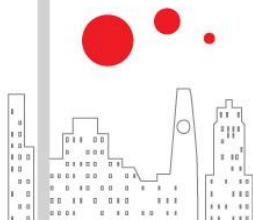
Calidad

Tensión

- ✓ Barras 500 kV en operación normal y en N-1, $0,9 \leq X \leq 1,05$ p.u.
- ✓ Barras 230 kV en operación normal y en N-1, $0,9 \leq X \leq 1,10$ p.u.
- ✓ Barras N-4 en operación normal y en y en N-1, $0,9 \leq X \leq 1,10$ p.u.

Armónicos

Las formas de onda de tensión y corriente deben cumplir con lo establecido en la Res. CREG 024/05 (IEEE-519/1992).



Aspectos Regulatorios (2)

Seguridad

- ✓ En operación normal no se admiten sobrecargas en líneas de AT, ni en transformadores AT/AT.
- ✓ En N-1 transformadores y líneas, se permite una sobrecarga temporal del 20% sobre los valores nominales.
- ✓ Bajo falla, los equipos de las subestaciones de potencia deben tener la capacidad de soportar e interrumpir la corriente ocasionada por la falla.



Confiabilidad

- ✓ Determinístico: denominado N-1, en condición de operación normal y ante N-1 se deben cumplir los criterios de calidad y seguridad.
- ✓ Probabilístico: el valor esperado de racionamiento de potencia sea inferior al 1%.



Aspectos Regulatorios (3)

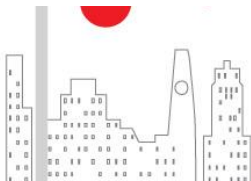
Res. MME 18 2148 2007 (Criterios de seguridad y confiabilidad para los Sistemas de Transmisión Regional, STR):

Evitar que el STN, se afecte como resultado de una contingencia sencilla en líneas de los STR, o en transformadores de conexión al STN. Adicionalmente, con el fin de garantizar una pronta recuperación del servicio, las conexiones al STN que tienen un solo transformador deberán contar con una unidad de reserva. Por unidad de reserva se entiende 1 transformador 3 ϕ o un transformador 1 ϕ para el caso de bancos.



Res. CREG 097/08

Se establece en el Capítulo 11, Calidad del Servicio, que para las áreas de un STR que puedan quedar sin servicio por una contingencia simple, se deberá presentar un estudio de alternativas que mitigue el riesgo de fallas en el suministro de energía de dichas áreas y posteriormente la UPME evaluará estos nuevos proyectos y definirá su viabilidad.

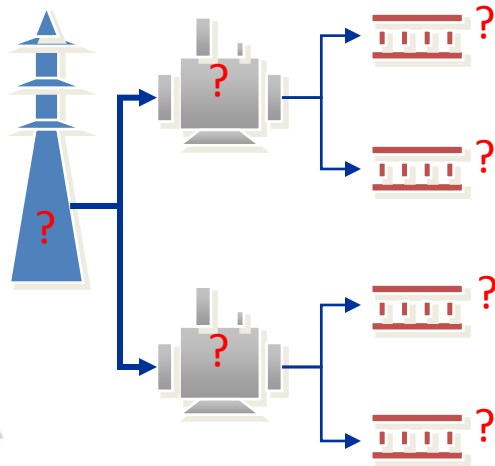


Aspectos Internos

Riesgo operativo

Riesgo Operativo de la red actual:
Selección de Elementos con potencial de “Alto Impacto”

Para los componentes principales de la red



- Líneas de Transmisión
- Transformadores de Poder
- Equipos de Subestaciones
- Red de Distribución primaria

Qué pasa si falla ?
Impacto

Impacto sobre:

- ▶ Cantidad de Usuarios
- ▶ Duración de la interrupción
- ▶ Sensibilidad de Clientes
- ▶ MVA

Estándar (Std)
Valor por sobre el cual
definimos “Alto Impacto”

> Std ?

Sí

Punto Sensible

Universo de Puntos Sensibles

- ▶ Líneas de Transmisión
- ▶ Transformadores de Poder
- ▶ Equipos de Subestaciones
- ▶ Red de Dx

Aspectos Internos (2)

Riesgo operativo

Evaluación con base a los elementos que componen la red actual :

Punto Sensible



Impacto

Impacto sobre:

- ▶ Cantidad de Usuarios
- ▶ Duración de la interrupción
- ▶ Sensibilidad de Clientes
- ▶ MVA

Peligro:

Representa la Posibilidad de Ocurrencia y esta relacionada con:

- Amenazas
- Vulnerabilidades

Amenazas y Vulnerabilidades en:

- ▶ Líneas de Transmisión
- ▶ Transformadores de Poder
- ▶ Equipos de subestaciones

Indice de Riesgo (IR)

f (Impacto, Peligro)

por cada Punto Sensible

Vector que representa el par **Impacto-Peligro**, que definen complementariamente el nivel de riesgo.

Aspectos Internos (3)

Riesgo operativo

Identificación y Valoración de las Amenazas

Naturales no Humanas

- Vientos
- Lluvias
- Rayos
- Nieve
- Sismos
- Contaminación
- Temperatura
- Salinidad
- Vegetación

Naturales Humanas

- Vandalismo
- Terrorismo
- Obras de Terceros
- Concentración de Masas

Operativas

- Red en emergencia por mantenimiento.
- Red en emergencia por operación.
- Despacho de energía, débil.

3 - Amenaza Fuerte

2 - Amenaza Intermedia

1 - Amenaza Débil

Aspectos Internos (4)

Riesgo operativo

Identificación y Valoración de las Vulnerabilidades

Vulnerabilidades

- Estructuras
- Aisladores
- Conductores
- Puesta a Tierra
- Franja de Servidumbre
- Aceite
- Ventiladores
- Cambiador de tomas
- Bujes
- Cargabilidad
- Interruptores
 - Nivel CC
 - Cámara Exti.
 - kA acum. CC
- Pararrayos (Tecnología)
- Protecciones
 - Tecn. Respal.

Valoración

4: Vulnerabilidad Crítica

3: Vulnerabilidad Mayor

2: Vulnerabilidad Menor

1: Vulnerabilidad Incipiente



Aspectos Internos (5)

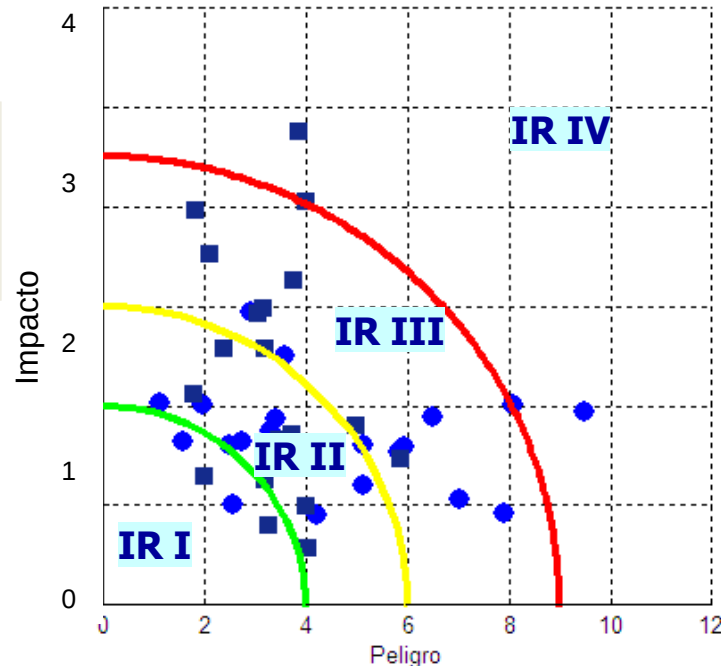
Riesgo operativo

Índice de Riesgo por evento *IR*

El Índice de Riesgo (*IR*) de cada evento queda definido por la ubicación relativa del par ordenado **Peligro** e **Impacto**:

Ubicación relativa = *IR*

Mapa de Riesgos Operativos



Impacto:

- Cantidad de Usuarios
- Duración de la interrupción
- Sensibilidad de Clientes
- MVA

INDICE DE RIESGO

- **IR I: Preocupante**
◆ Riesgo Bajo
- **IR II: Alto**
◆ Riesgo medio
- **IR III: Crítico**
◆ Riesgo latente
- **IR IV: Inaplazable**
◆ Riesgo extremo

Ejemplos:

- Líneas
- Equipos de Subestación

Peligro:

- Amenazas
- Vulnerabilidades

Líneas divisorias calculadas en base a simulaciones estocásticas de la distribución de índices de riesgo.

Seguimiento al Plan de Expansión



Estudios
eléctricos

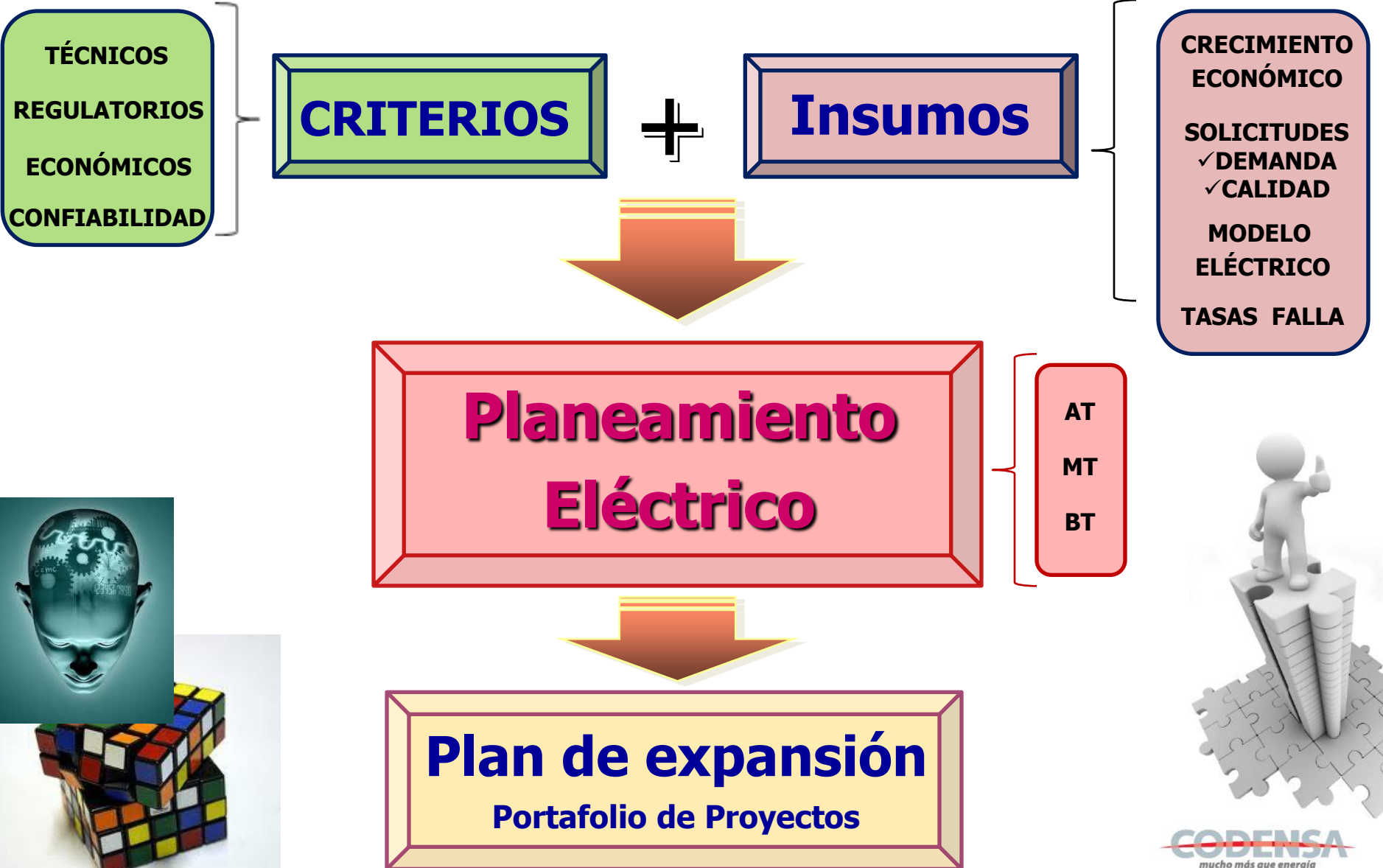
PLAN DE
EXPANSIÓN
OR



Presentación
a la UPME



Planeamiento eléctrico



Planeamiento eléctrico

TÉCNICO

☐ Diagnóstico de la red

- ✓ Cargabilidad
- ✓ Voltaje
- ✓ Vida útil de equipos
- ✓ Calidad de la potencia
- ✓ Índice N y T
- ✓ Nivel de corto subestaciones
- ✓ Factor de potencia
- ✓ Armónicos

☐ Plan de Expansión de referencia de la UPME

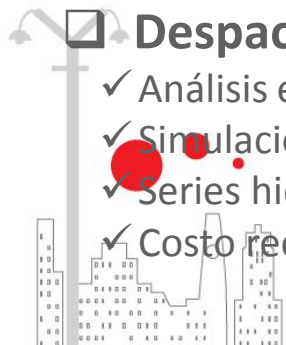
- ✓ Expansión Transmisión
- ✓ Expansión Generación

☐ Despacho de generación

- ✓ Análisis eléctricos y energéticos
- ✓ Simulación MPODE
- ✓ Series hidrológicas
- ✓ Costo recursos

☐ Proyección demanda

- ✓ Modelos macroeconómicos
- ✓ Series de tiempo
- ✓ Efecto sustitución del gas
- ✓ Planes de reducción de pérdidas
- ✓ Pronósticos globales, por subestaciones y por nivel de tensión
- ✓ *Entidades departamentales*
 - Departamento Administrativo Planeación Distrital (Planes Parciales)
 - Cámara Colombiana de la Construcción CAMACOL
 - Solicitudes de servicio de clientes (Factibilidades)
 - Planes de Ordenamiento Zonales y de desarrollo Municipales



Planeamiento eléctrico

TÉCNICO

ETAPA 1

Diagnóstico actual de la red

- ✓ Cargabilidad.
- ✓ Voltaje.
- ✓ Vida útil de equipos.
- ✓ Calidad de la potencia.
- ✓ Índice N y T.
- ✓ Nivel de corto subestaciones.
- ✓ Factor de potencia.
- ✓ Armónicos.
- ✓ Tasas de falla.

**IDENTIFICACIÓN DE
PUNTOS SENSIBLES
SOBRE LA RED**

ETAPA 2

Generación de alternativas

- ✓ Flujos de carga – Estado Estable.
- ✓ Flujos de carga – Corto.
- ✓ Confiabilidad Determinística.
- ✓ Confiabilidad Estocástica.
- ✓ Estabilidad.
- ✓ Transitorios

**IDENTIFICACIÓN DE
POSIBLES ALTERNATIVAS**

ETAPA 3

Definición de alternativas

- ✓ Evaluación técnica de las alternativas generadas.
- ✓ Evaluación financiera de las alternativas.
- ✓ Selección de alternativa que maximice los beneficios y que minimice las restricciones operativas.
- ✓ Formulación del proyecto e ingreso al portafolio.

**DEFINICIÓN DE
ALTERNATIVA CON
EVALUACIÓN TÉCNICO
ECONÓMICA**



Herramientas y modelos



- ✓ **PSS/E:** estado estable, contingencias N-1, OPF, corto circuito.
- ✓ **DIgSILENT:** modelo CND, análisis operativos, estabilidad, confiabilidad.
- ✓ **MPODE:** despachos de generación más probables.
- ✓ **Proyecciones de demanda nacional (UPME).**
- ✓ **SPSS:** Proyecciones de demanda Codensa.
- ✓ **Desagregación de la demanda por S/E**
- ✓ **CAPE:** análisis de protecciones.
- ✓ **ATP:** calidad de potencia.
- ✓ **Riesgo Operativo modelo ENDESA.**



Resultados caso de Estudio

Visión Codensa

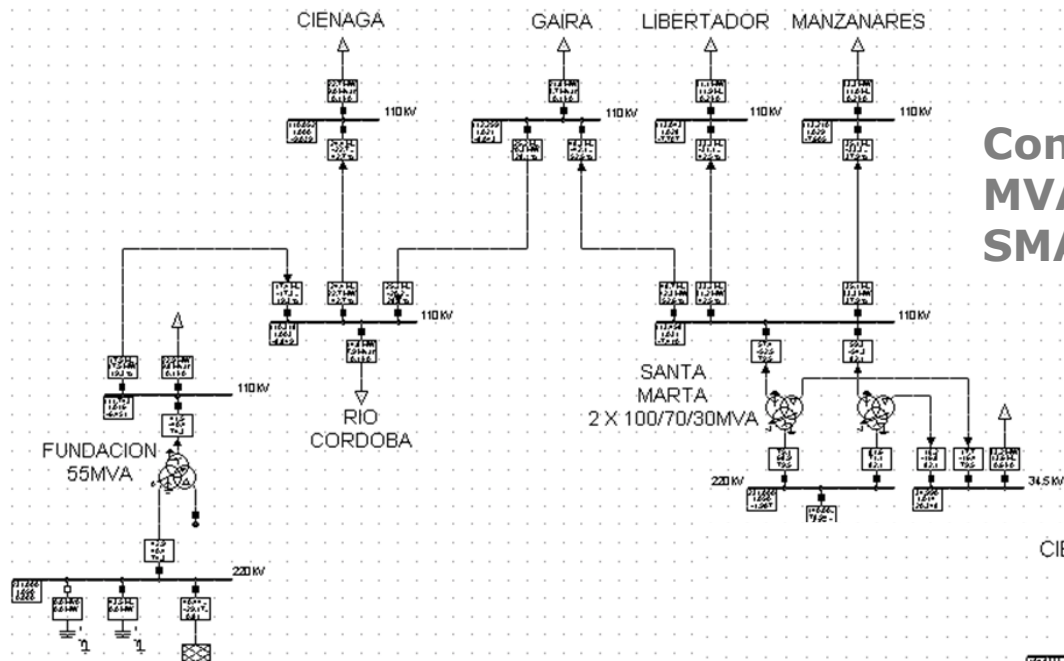


Supuestos

- ✓ En las subestaciones del caso de estudio se pueden realizar todos los proyectos de expansión planteados.
- ✓ La construcción de nuevas líneas de transmisión es factible desde el punto de vista técnico-económico.
- ✓ Se pueden construir nuevas subestaciones con afectaciones menores sobre la comunidad

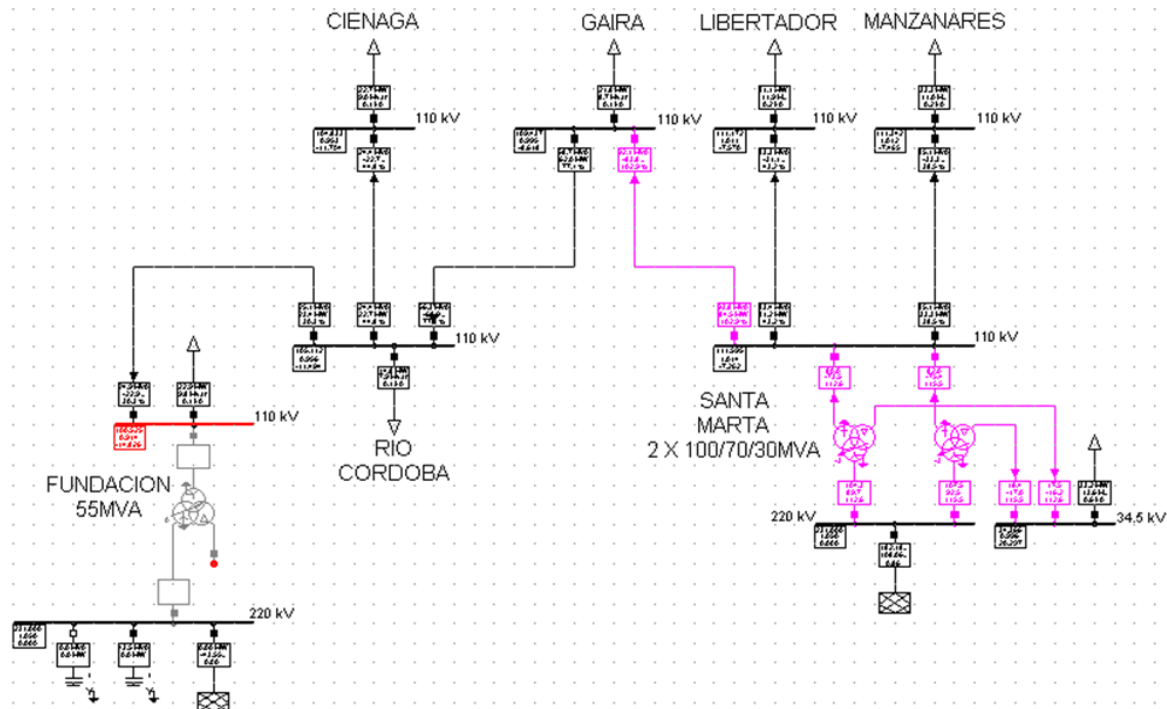


2009

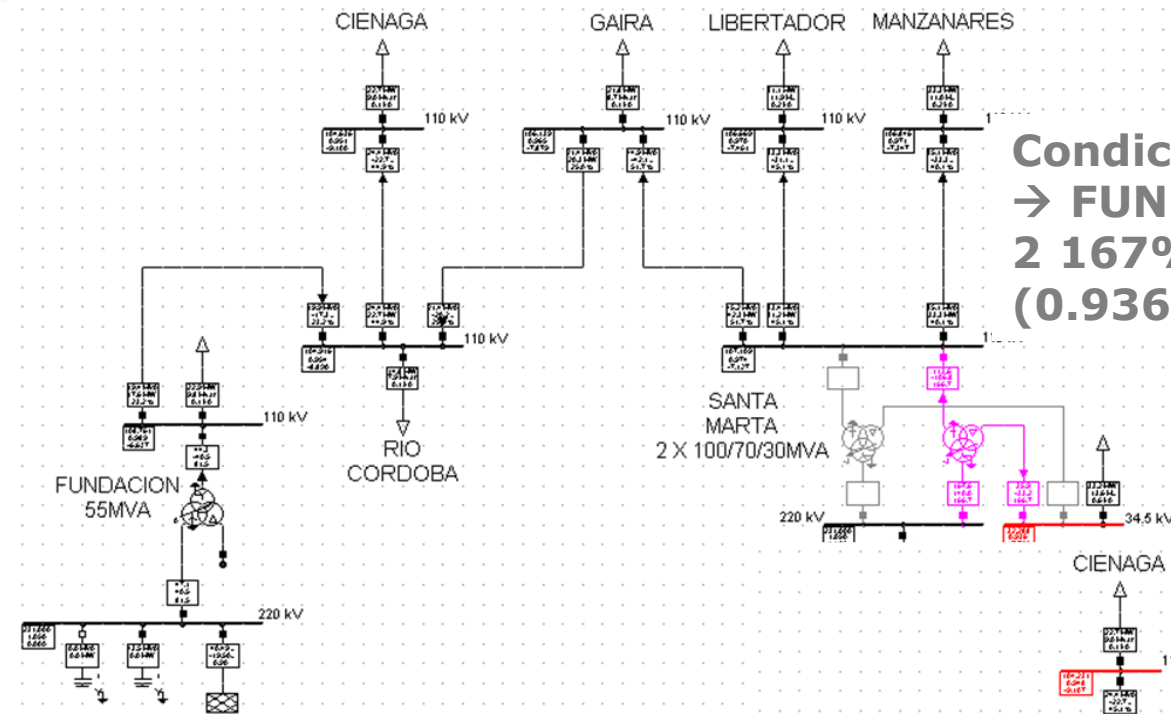


Condición normal FUND 74% (42.9 MVA) - SMAR 1 80% (79.1 MVA) - SMAR 2 82% (81.6 MVA)

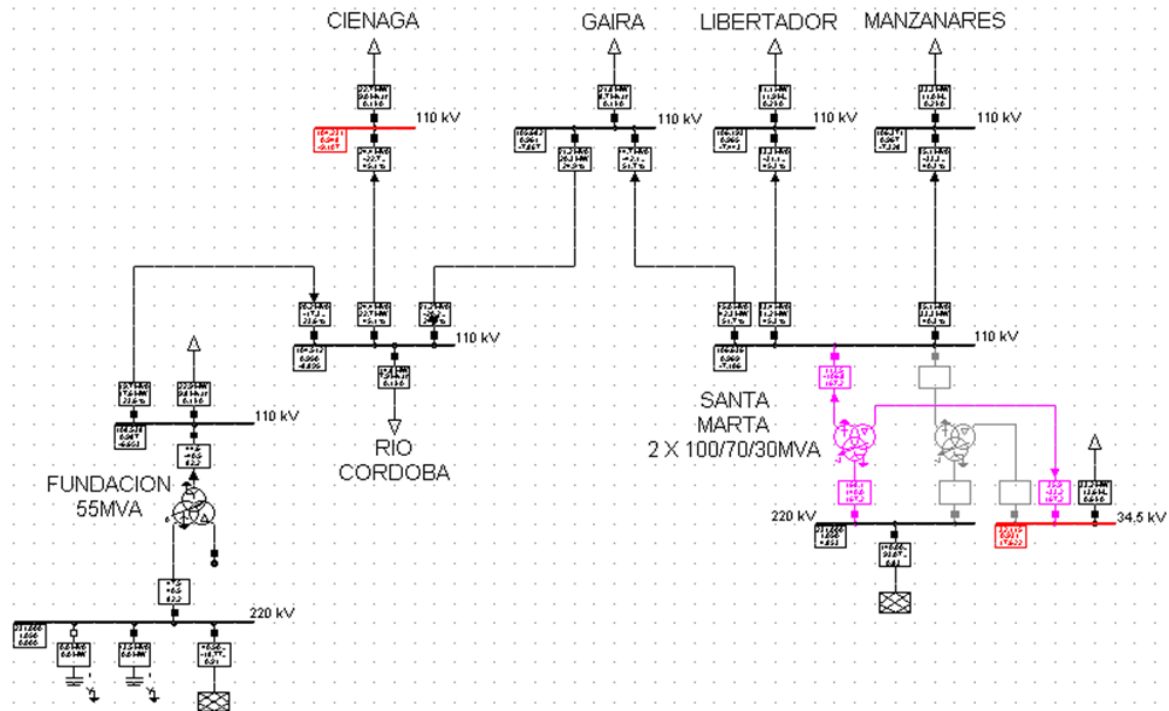
Condición N-1 FUND
220/110 kV → FUND 110 kV
(0.914 p.u.) - SMAR 1
113% (104.3 MVA) - SMAR
2 116% (107.5 MVA) -
SM_GA 102.9% (Cap.
472A)



2009



**Condición N-1 SMAR 1 220/110 kV
→ FUND 81.5% (47.1 MVA) - SMAR
2 167% (167 MVA) - SMAR 34.5 kV
(0.936 p.u.)**

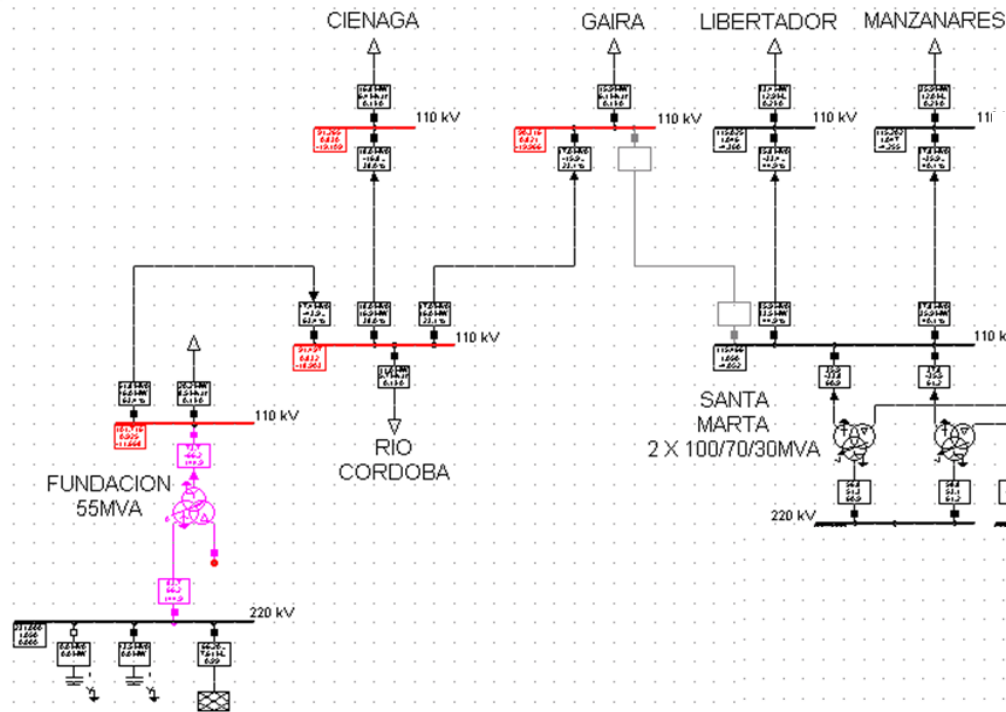


**Condición N-1 SMAR 2
220/110 kV → FUND 82.2%
(47.5 MVA) - SMAR 1
167% (168.1 MVA) - SMAR
34.5 kV (0.931 p.u.) - CIE
110 kV (0.948 p.u.)**

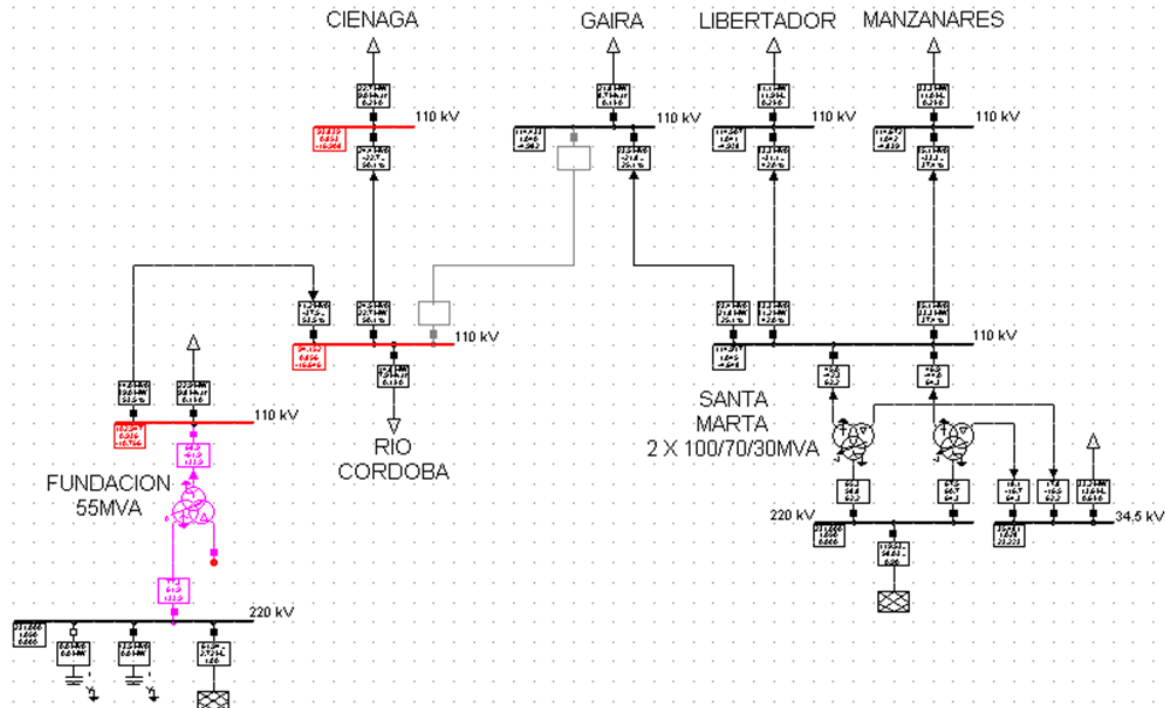


2009

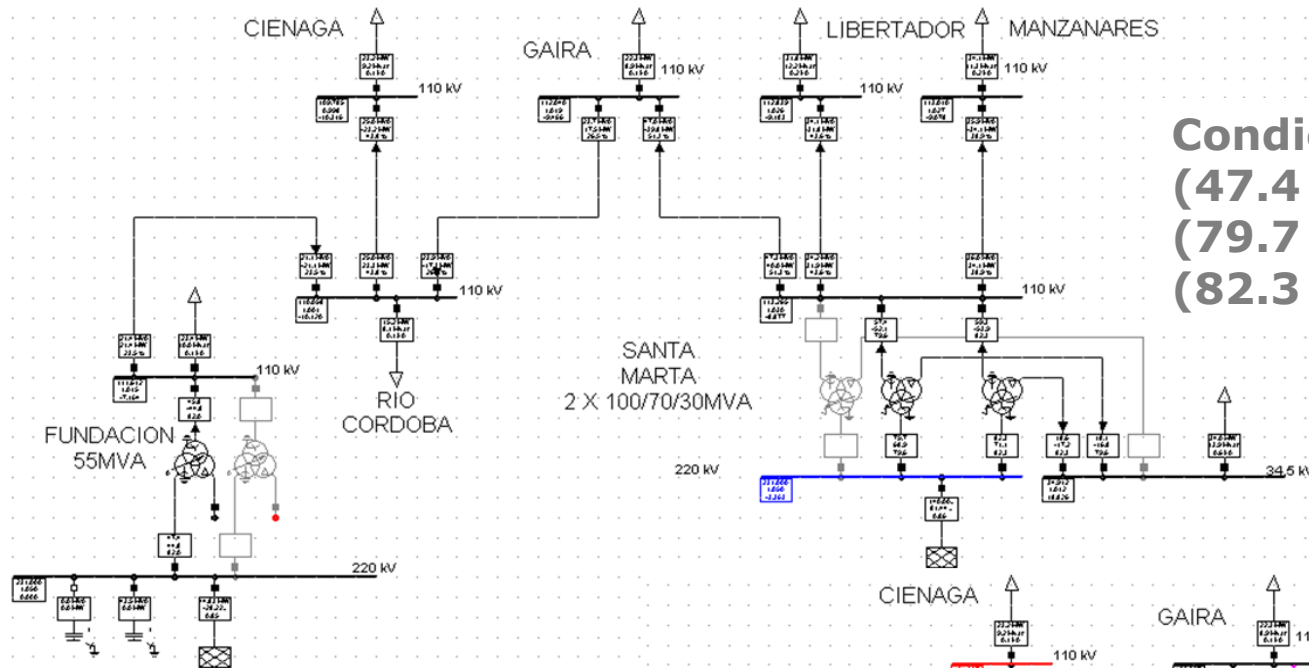
Condición N-1 SM_GA 110 kV → No converge, la demanda es 82.2 MW



Condición N-1 GA_RC 110 kV → FUND 134% (77.3 MVA) - SMAR 1 62% (65.3 MVA) - SMAR 2 64% (67.5 MVA) - FUND 110 kV (0.936 p.u.) - RIO C 110 kV (0.856 p.u.) - CIEN 110 kV (0.853 p.u.)

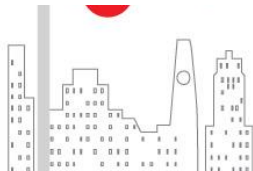
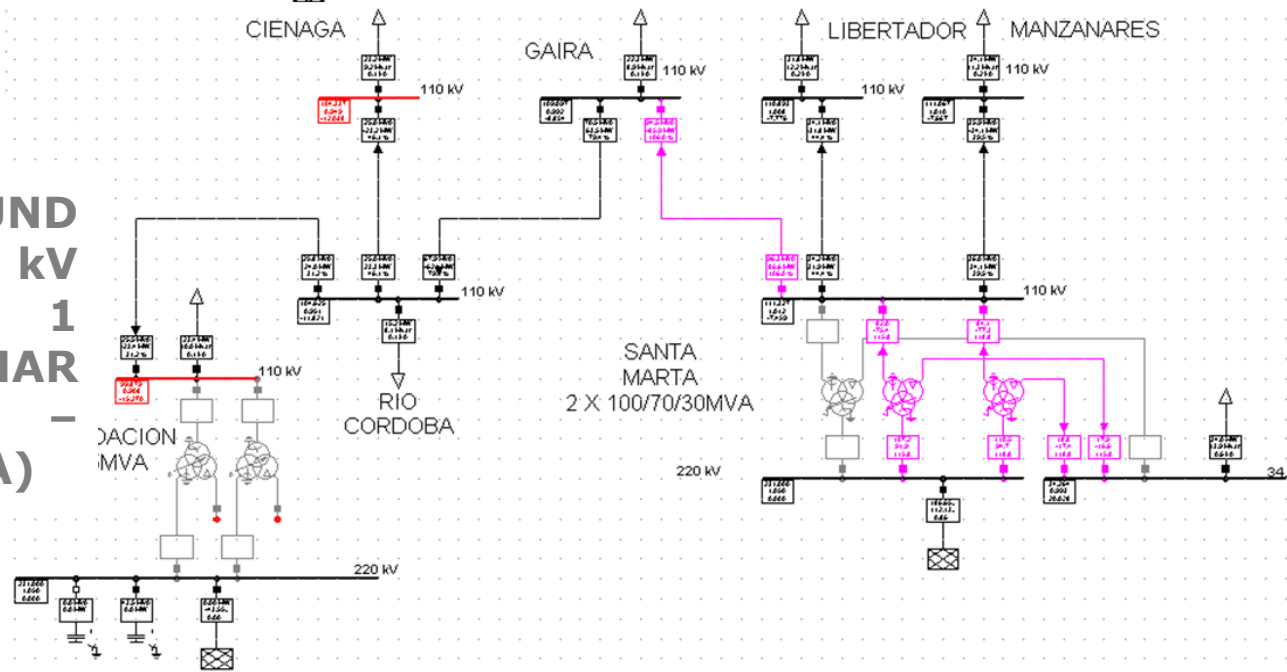


2010

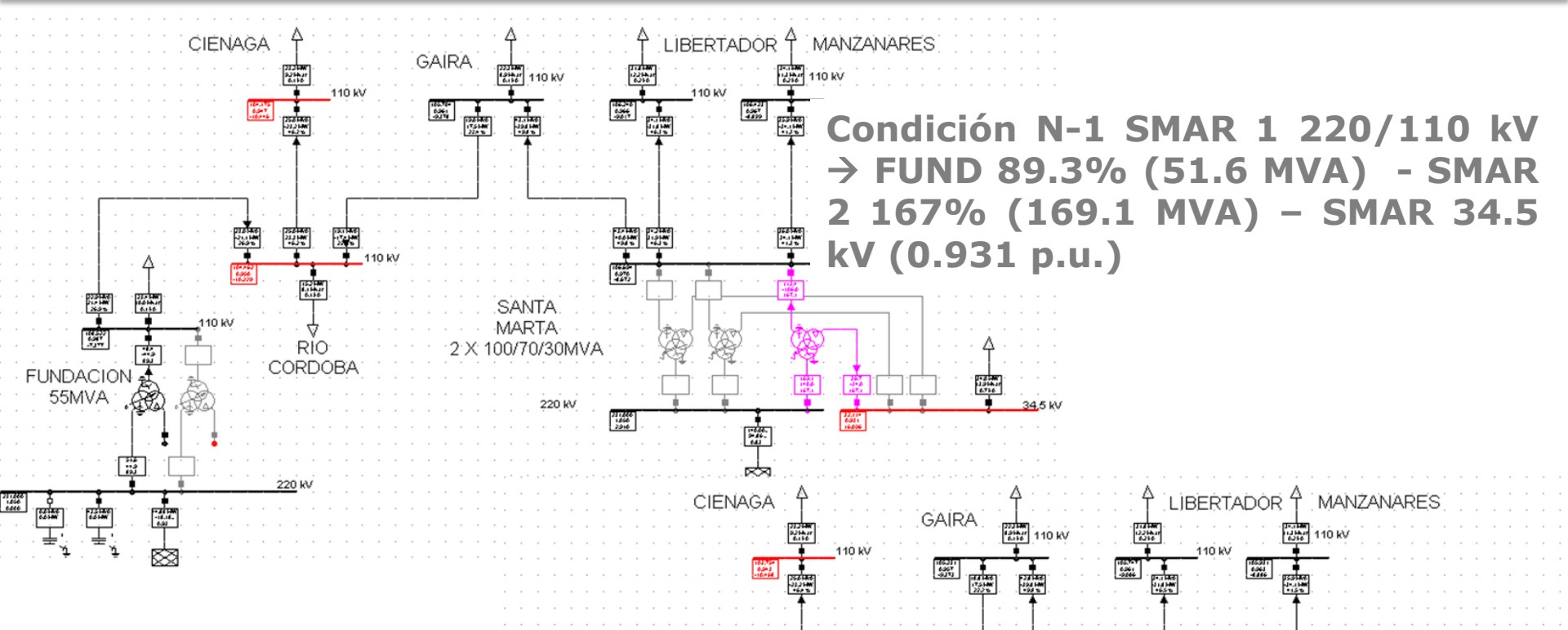


Condición normal FUND 82%
(47.4 MVA) - SMAR 1 80%
(79.7 MVA) - SMAR 2 82%
(82.3 MVA)

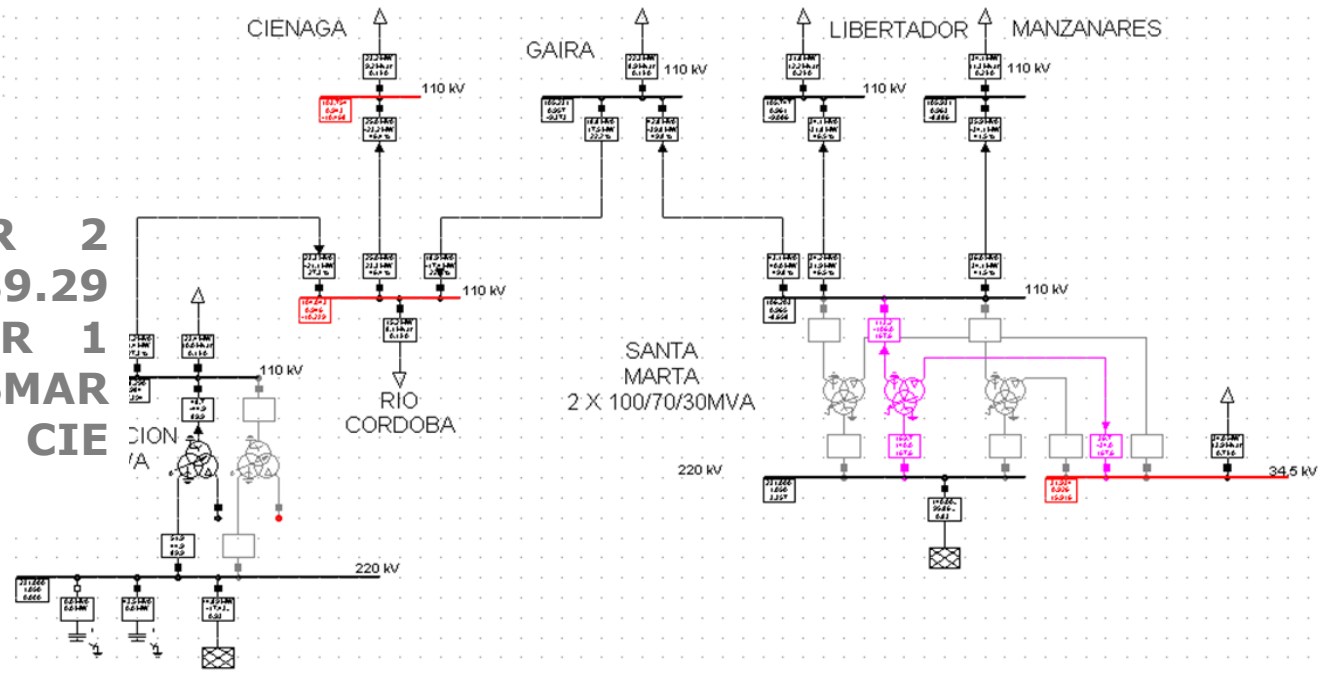
Condición	N-1	FUND
220/110 kV → FUND 110 kV (0.908 p.u.)	- SMAR 1	116% (107.2 MVA)
	- SMAR 2	119% (110.5 MVA)
	- SM_GA	106% (Cap. 472A)



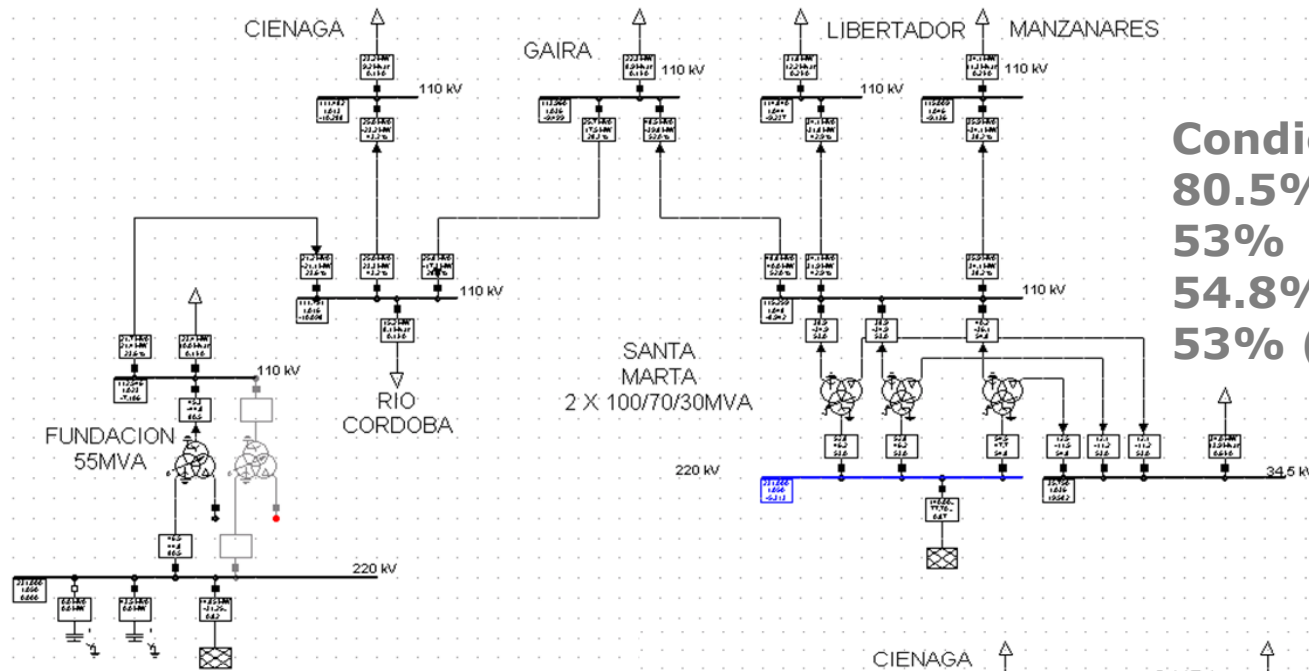
2010



Condición N-1 SMAR 2
220/110 kV → FUND 89.29
(51.9 MVA) - SMAR 1
168% (169.7 MVA) - SMAR
34.5 kV (0.926 p.u.) - CIE
110 kV (0.943 p.u.)

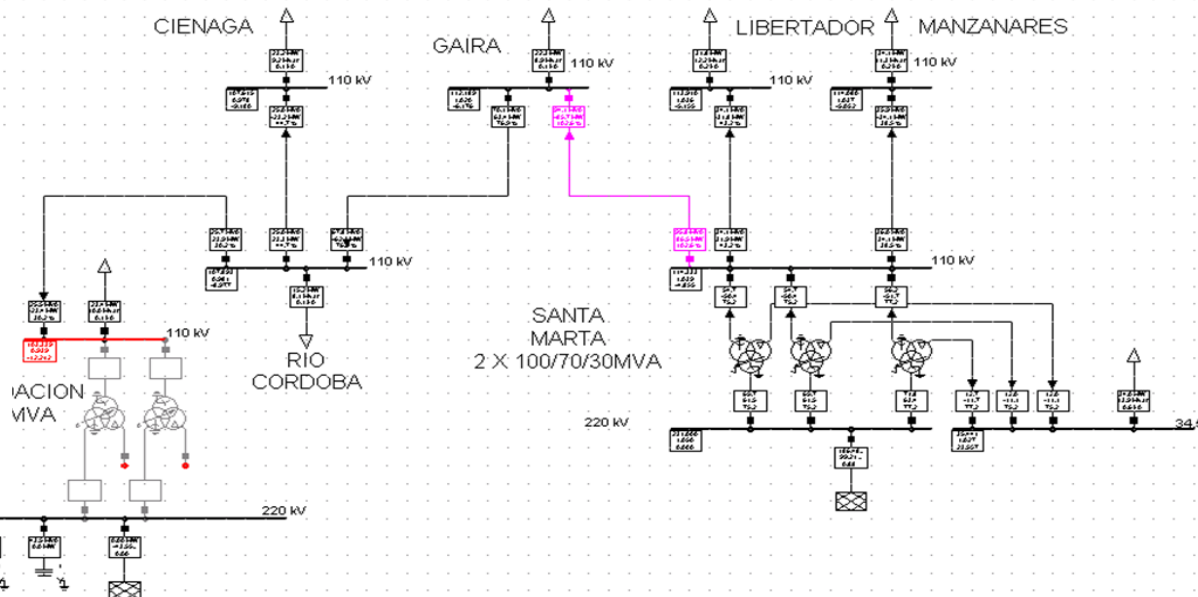


2010 + Expansión Santa Marta 100 MVA

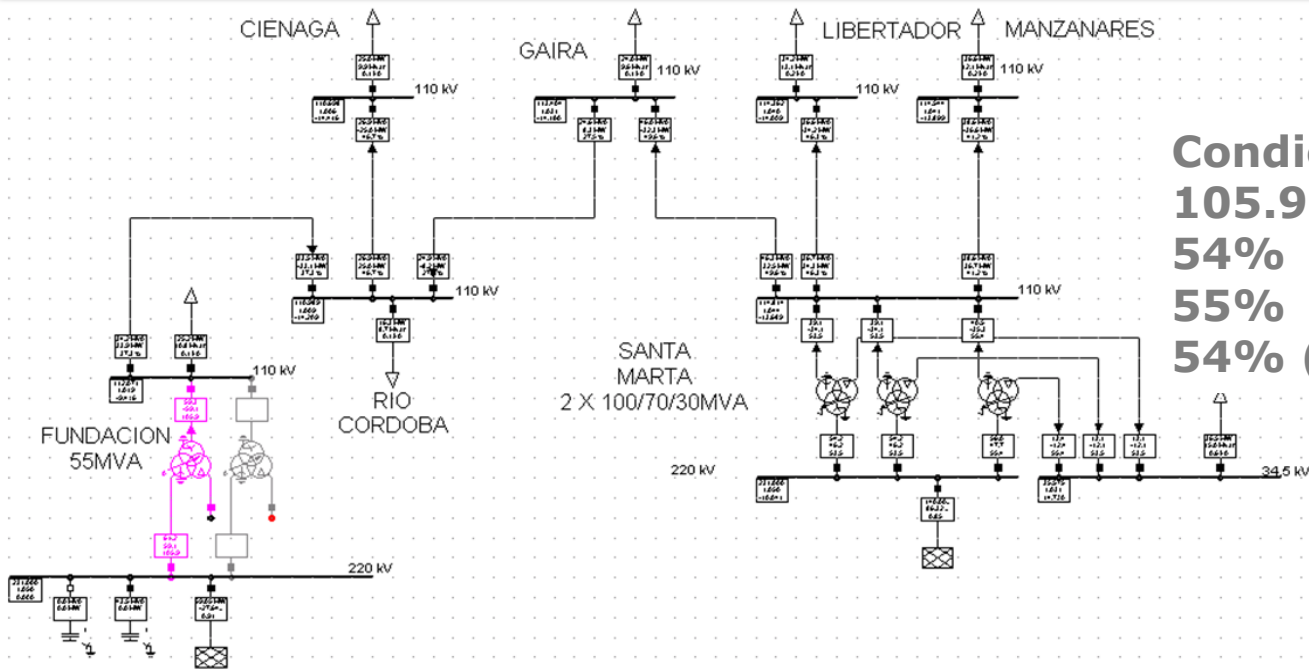


Condición normal FUND
 80.5% (46.5 MVA) - SMAR 1
 53% (52.8 MVA) - SMAR 2
 54.8% (54.5 MVA) - SMAR 3
 53% (52.8 MVA).

Condición N-1 FUND
 220/110 kV → SMAR 1
 75.2% (69.7 MVA) - SMAR 2
 77.2% (71.8 MVA) - SMAR 3
 75.2% (69.7 MVA) - FUND 110 kV (0.939 p.u.)
 - SM_GA 110 kV (102.6%)

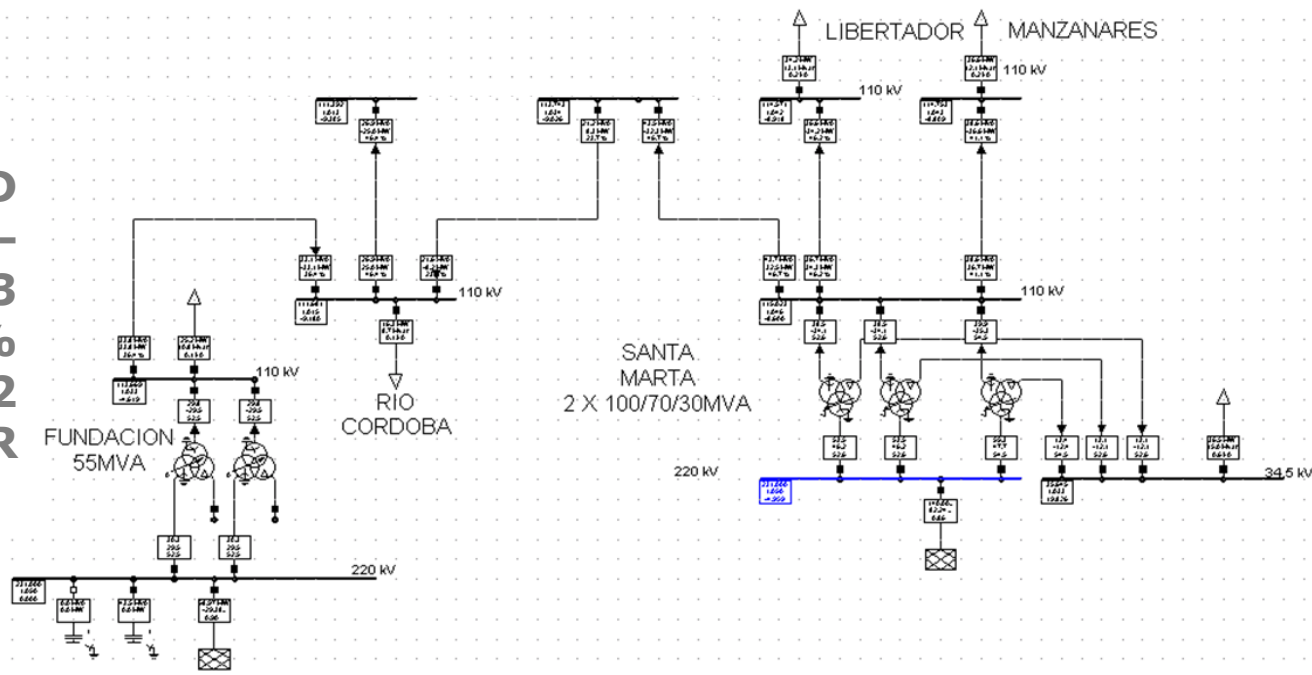


2013



Condición normal FUND
105.9% (61.2 MVA) - SMAR 1
54% (54.2 MVA) - SMAR 2
55% (56.0 MVA) - SMAR 3
54% (54.2 MVA).

Condición normal FUND
1 52.5% (30.3 MVA) -
FUND 2 52.5% (30.3
MVA) - SMAR 1 53%
(53.5 MVA) - SMAR 2
55% (55.3 MVA) - SMAR
3 53% (53.5 MVA).



VPN()

VE
horas

13%

13%

13%	D - 2010		D - 2011		...		D - 2020		D - 2021	
	D	CRO MCOP	D	CRO MCOP	...	...	D	CRO MCOP	D	CRO MCOP
	678,685	23.2	89,941	23.8	92,010	...	...	31.7	122,507	32.8
855,885	31.8	60,419	32.6	61,809	...	...	43.4	82,296	45.0	85,341
886,285	34.1	62,565	34.9	64,004	...	...	46.4	85,219	48.2	88,372

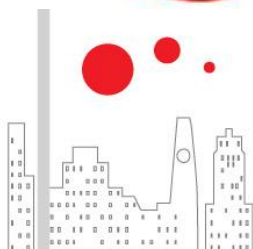
El criterio de racionamiento no es suficiente para evaluar estos proyectos. Cantidad de clientes y su sensibilidad vs MW demandados. El Costo por km de línea en Cto. Senc. Res. CREG 097/08 es 258 MCOP

Alternativas

- ✓ Ampliación capacidad Subestación Santa Marta 220/110 kV, 3er transformador 220/110 kV o liberar capacidad del terciario e instalar un nuevo transformador 220/34.5 kV.
- ✓ Ampliación capacidad Subestación Fundación 220/110 kV, instalar transformadores más grandes o instalar uno adicional.



- ✓ Construir segundo circuito Santa Marta – Gaira 110 kV.
- ✓ Debido a la alta cargabilidad de FUND y SMAR y para eliminar la radialidad de las subestaciones Cienaga, Libertador y Manzanares se propone un nuevo punto de conexión con el STN



Problemáticas de Codensa en la Expansión

- ✓ **Dificultad en la consecución de servidumbres debido al crecimiento de la ciudad. (Alto costo).**
- ✓ **Definición de lotes con Planeación distrital y municipal para SSPP especialmente Distribución Energía.**
- ✓ **Tramitología para licencias de construcción y otros: urbanismo, planes de implantación.**
- ✓ **Manejo de la comunidad donde se construirá la subestación y/o línea de transmisión.**



Conclusiones y temas de discusión

- ✓ La planeación se realiza para contingencias N-1 del STN y del STR, en la operación por la indisponibilidad de elementos (mantenimiento programado o forzado) se opera bajo N-k.
- ✓ ¿Qué metodología adoptar para zonas que requieran expansión por confiabilidad pero al realizar los análisis económicos las alternativas no son viables? Alto número de clientes y alto grado de sensibilidad.
- ✓ Contingencias N-1 sobre líneas o sobre corredores que comparten estructuras.



- ✓ En los análisis de confiabilidad se deben tener en cuenta las tasas y tiempos de indisponibilidad por causas programadas por mantenimiento.