

PLAN PRELIMINAR DE EXPANSIÓN 2016 - 2030

Subdirección de Energía Eléctrica
Equipo de Transmisión
Unidad de Planeación Minero Energética

Bogotá, octubre 2016

AGENDA

- Supuestos
- Obras STN
 - Obras Santander
 - Obras Casanare - Arauca
- Análisis Medida de Mitigación Costa Caribe STN
- Análisis Expansión Generación Antioquia – CQR
- Impacto Conexión demandas Oriental
- Planeación de Largo Plazo
- Análisis STRs

AGENDA

- Supuestos
- Obras STN
 - Obras Santander
 - Obras Casanare - Arauca
- Análisis Medida de Mitigación Costa Caribe STN
- Análisis Expansión Generación Antioquia – CQR
- Impacto Conexión demandas Oriental
- Planeación de Largo Plazo
- Análisis STRs

SUPUESTOS

- ✓ Sistema de generación Colombiano a marzo de 2016.
- ✓ Proyecciones de demanda de potencia escenario alto revisión de julio de 2016.
- ✓ Obras de expansión del Sistema de Transmisión Regional aprobados a los OR
- ✓ Obras de expansión del Sistema de Transmisión Nacional definidos por lo planes de expansión de la UPME
- ✓ Características de los elementos reportados por los agentes
- ✓ Información de Planeamiento Estándar, entregada por los ORs y Transmisores

Sistema de Transmisión hoy

Obras del STN – Definidas



AGENDA

- Supuestos
- Obras STN
 - Obras Santander
 - Obras Casanare - Arauca
- Análisis Medida de Mitigación Costa Caribe STN
- Análisis Expansión Generación Antioquia – CQR
- Impacto Conexión demandas Oriental
- Planeación de Largo Plazo
- Análisis de los STRs

Ubicación Generación – Fecha de entrada



Generación:

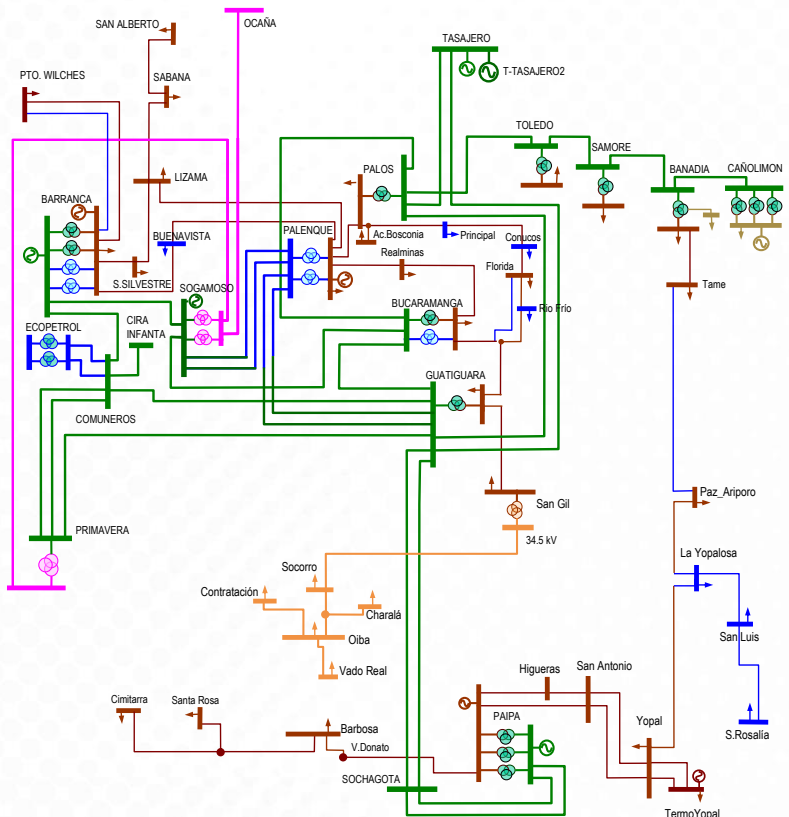
2020

- San Bartolomé – 20MW
- Oibita – 20 MW
- Altamira – 20 MW
- Santa Rosa – 20 MW

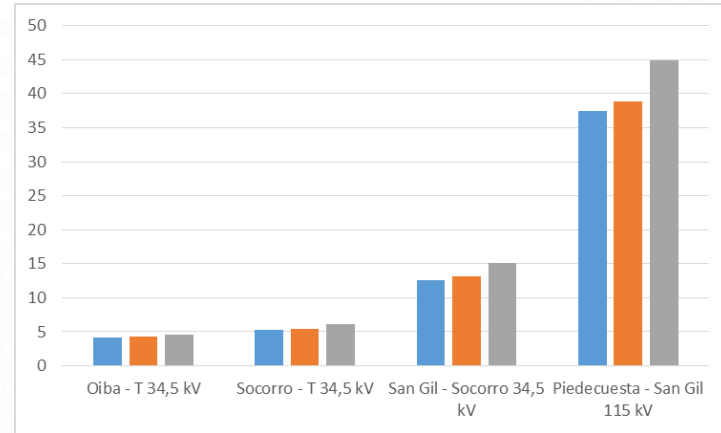
2022

Piedra del Sol – 156 MW

Aspectos generales de la red actual



Demanda asociada a la radialidad



Subestaciones radiales: Vado Real 34,5 kV, Contratación 34,5 kV, Charalá 34,5 kV, Socorro 34,5 kV y San Gil 115 kV

* Sin considerar repotenciación

CONDICIÓN	2020	2022
C.N.O.	Desempeño Adecuado	Desempeño Adecuado
(N-1) Transformador Piedecuesta	Bajas tensiones en San Gil	Bajas tensiones en San Gil
(N-1) Piedecuesta – San Gil 115 kV	Perdida de demanda asociada a San Gil	Perdida de demanda asociada a San Gil
(N-1) Oiba – T 34.5 kV	Perdida de demanda aguas abajo Oiba – Vado Real	Perdida de demanda aguas abajo Oiba – Vado Real
(N-1) T – Socorro 34.5 kV	Perdida de demanda aguas abajo Oiba – Vado Real – Charalá y Contratación	Perdida de demanda aguas abajo Oiba – Vado Real – Charalá y Contratación
(N-1) Socorro - San Gil 34.5 kV	Perdida de demanda aguas abajo Oiba – Vado Real – Charalá – Contratación y Socorro	Perdida de demanda aguas abajo Oiba – Vado Real – Charalá – Contratación y Socorro
(N-1) Barbosa – Chiququirá 115 kV*	Sobrecarga Paipa – Barbosa 115 kV	Sobrecarga Paipa – Barbosa 115 kV

Análisis Generales

Sin
Expansión

Con
Expansión

Conexión a Oibita
34,5 kV: Oibita 20
MW y St.
Bartolome 20 MW

Nueva Subestación
Oibita 115 kV:
Oibita 20 MW y St.
Bartolome 20 MW

Conexión a
Barbosa 115 kV:
St. Rosa 20 MW y
Altamira 20 MW

Nueva S/E Suaita
115 kV: St. Rosa 20
MW y Altamira 20
MW

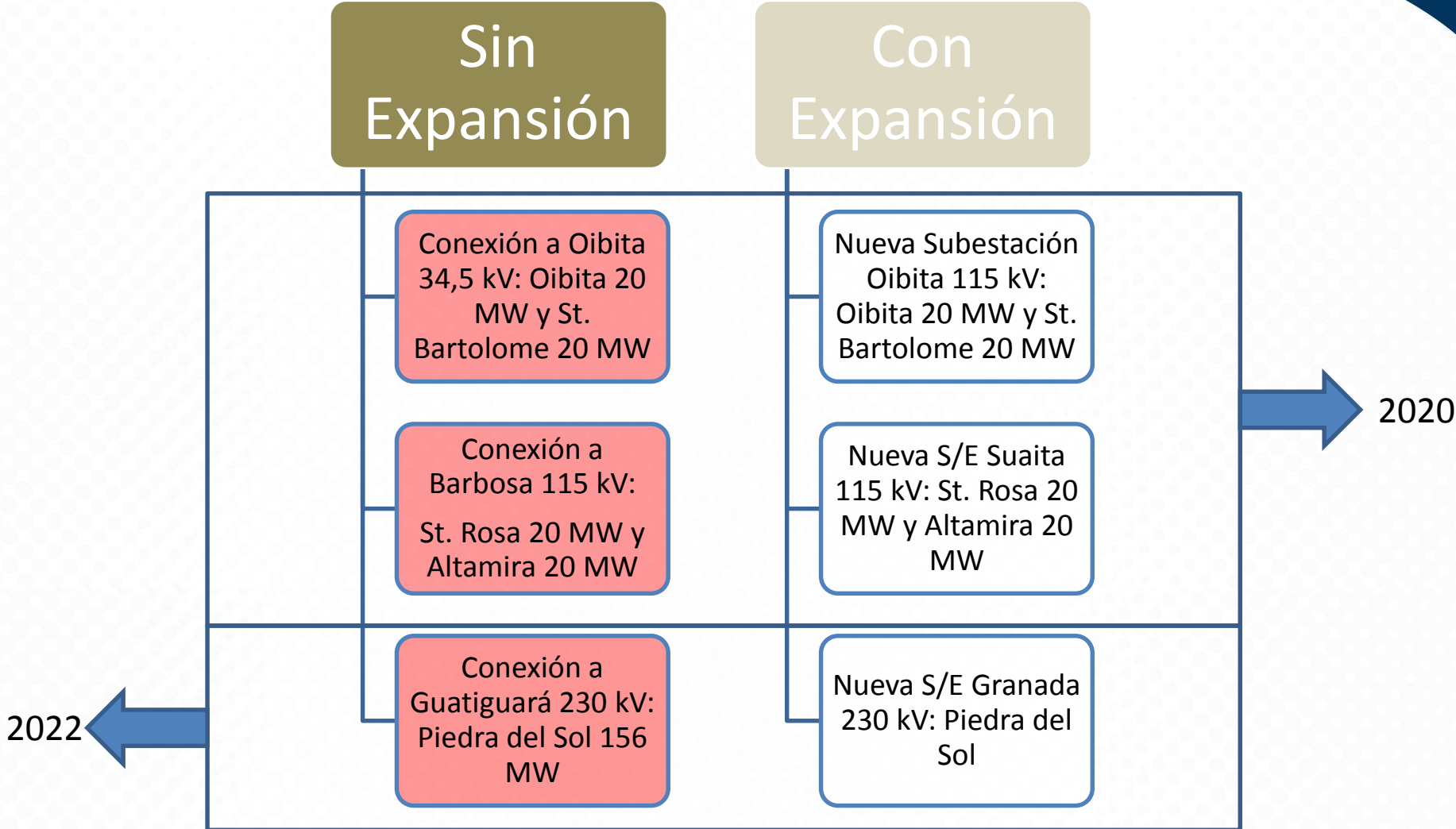
Conexión a
Guatiguará 230 kV:
Piedra del Sol 156
MW

Nueva S/E Granada
230 kV: Piedra del
Sol

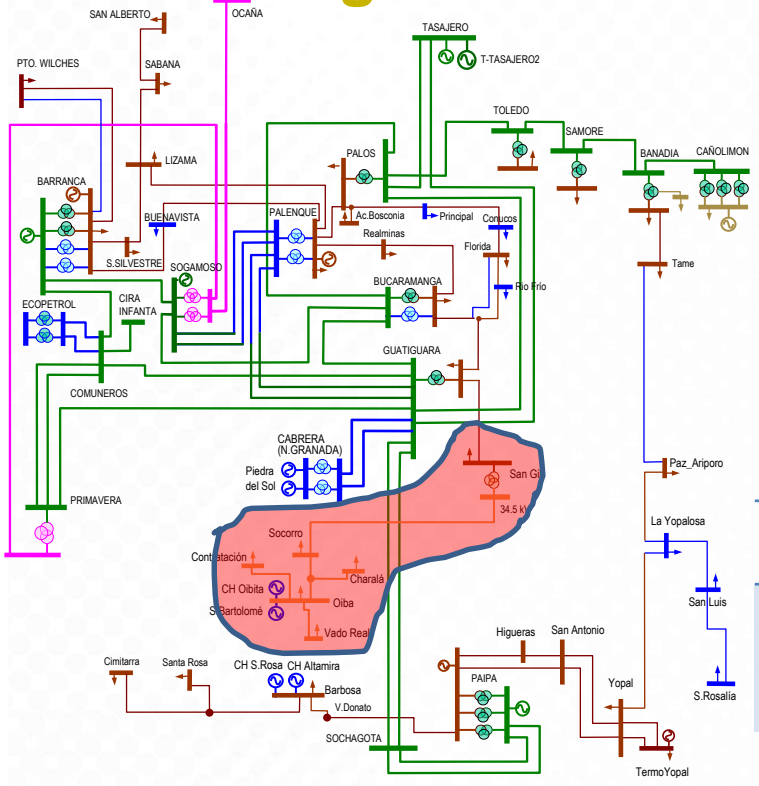
2022 ←

→ 2020

Análisis Generales



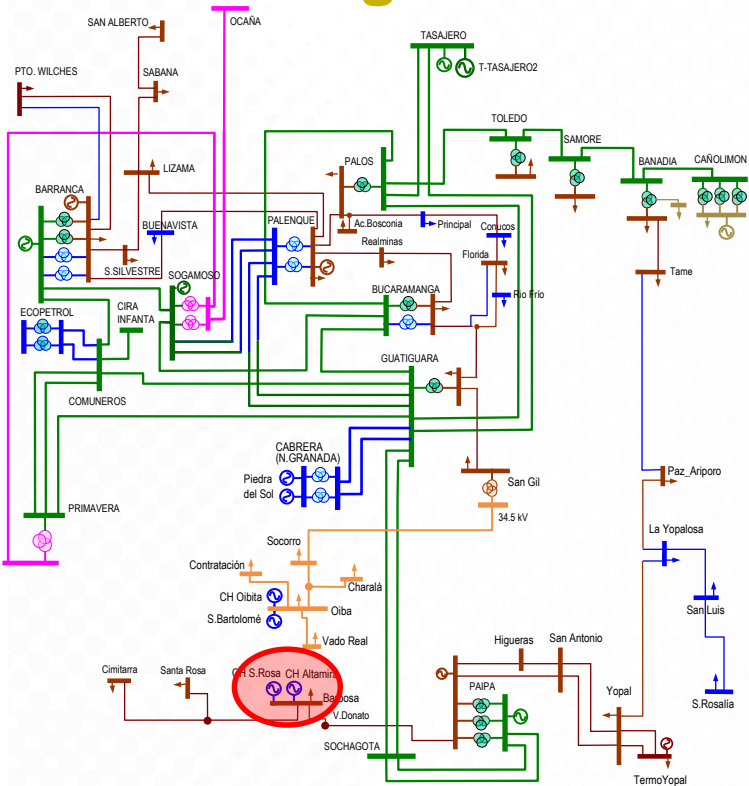
Desempeño del sistema – Conexión generación si expansión- Caso Max generación – Oibita y St. Bartolome - 20 MW



Conexión de Plantas:
 PCH Oiba a Oiba 34,5 kV– 13,2 km
 PCH St. Bartolome a Oiba 34,5 kV– 9,2 km

CONDICIÓN	Desempeño 2020- Dmax	Desempeño 2020 - Dmin	Desempeño 2025 - Dmax	Desempeño 2025 - Dmin
C.N.O.	Oiba- T 34,5 kV, T - Socorro 34,5 kV, Socorro - San Gil 34,5 > 100%	Oiba- T 34,5 kV, T - Socorro 34,5 kV, Socorro - San Gil 34,5 > 100%	Oiba- T 34,5 kV, T - Socorro 34,5 kV, Socorro - San Gil 34,5 > 100%	Oiba- T 34,5 kV, T - Socorro 34,5 kV, Socorro - San Gil 34,5 > 100%
(N-1) Oiba - T 34,5 kV	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial
(N-1) T - Socorro 34,5 kV	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial
(N-1) Socorro - San Gil 34,5 kV	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial	Conexión Radial

Desempeño del sistema – Conexión generación si expansión- Caso Max generación – Santa Rosa y Altamira – 20 MW



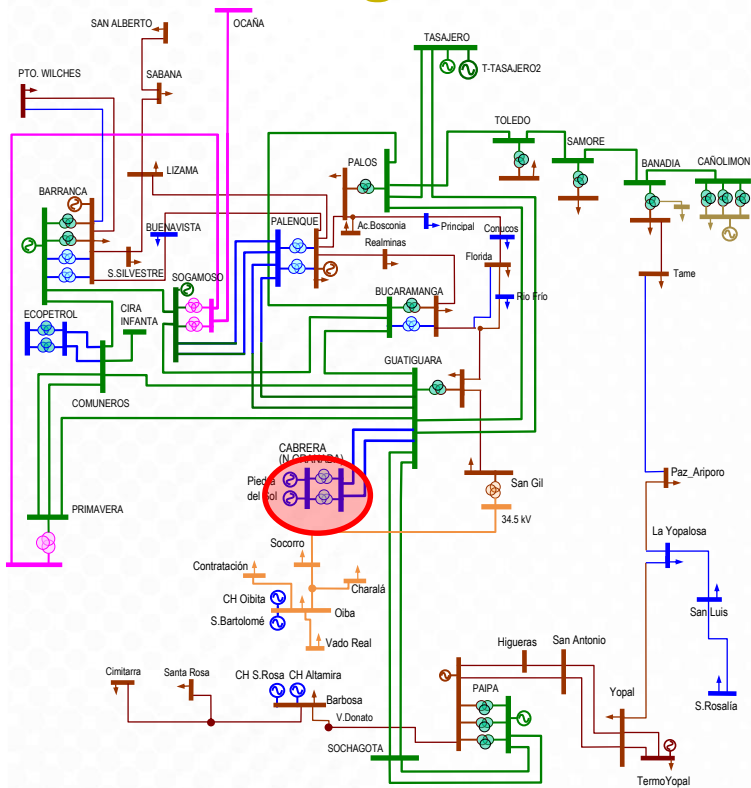
Conexión de Plantas:

PCH Santa Rosa– Barbosa 115 kV – 29,8 km

PCH St. Altamira – Barbosa 115 kV – 32,8 km

CONDICIÓN	Desempeño 2020 - Dmax	Desempeño 2020 - Dmin	Desempeño 2025 - Dmax	Desempeño 2025 - Dmin
C.N.O.	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Chiquinquirá - Barbosa 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Paipa -Barbosa 115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado

Desempeño del sistema – Conexión generación si expansión- Caso Max generación – Piedra de Sol – 2021 - 156 MW



Conexión de Plantas:
Piedra del Sol – Guatiguara - 62 km

CONDICIÓN	Desempeño 2022 - Dmax	Desempeño 2022 - Dmin	Desempeño 2025 - Dmax	Desempeño 2025 - Dmin
Guatiguará - Sochagota 230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
TRF Guatiguará 230/115 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado
Guatiguará - Paipa 230 kV	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado	Desempeño adecuado

Análisis Generales

Sin
Expansión

Con
Expansión

Conexión a Oibita
34,5 kV: Oibita 20
MW y St.
Bartolome 20 MW

Nueva Subestación
Oibita 115 kV:
Oibita 20 MW y St.
Bartolome 20 MW

Conexión a
Barbosa 115 kV:
St. Rosa 20 MW y
Altamira 20 MW

Nueva S/E Suaita
115 kV: St. Rosa 20
MW y Altamira 20
MW

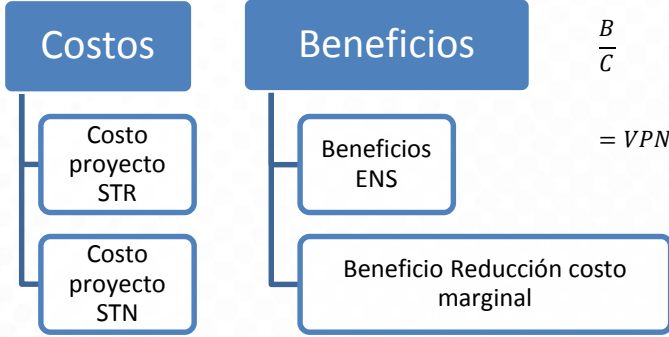
Conexión a
Guatiguará 230 kV:
Piedra del Sol 156
MW

Nueva S/E Granada
230 kV: Piedra del
Sol

2022 ←

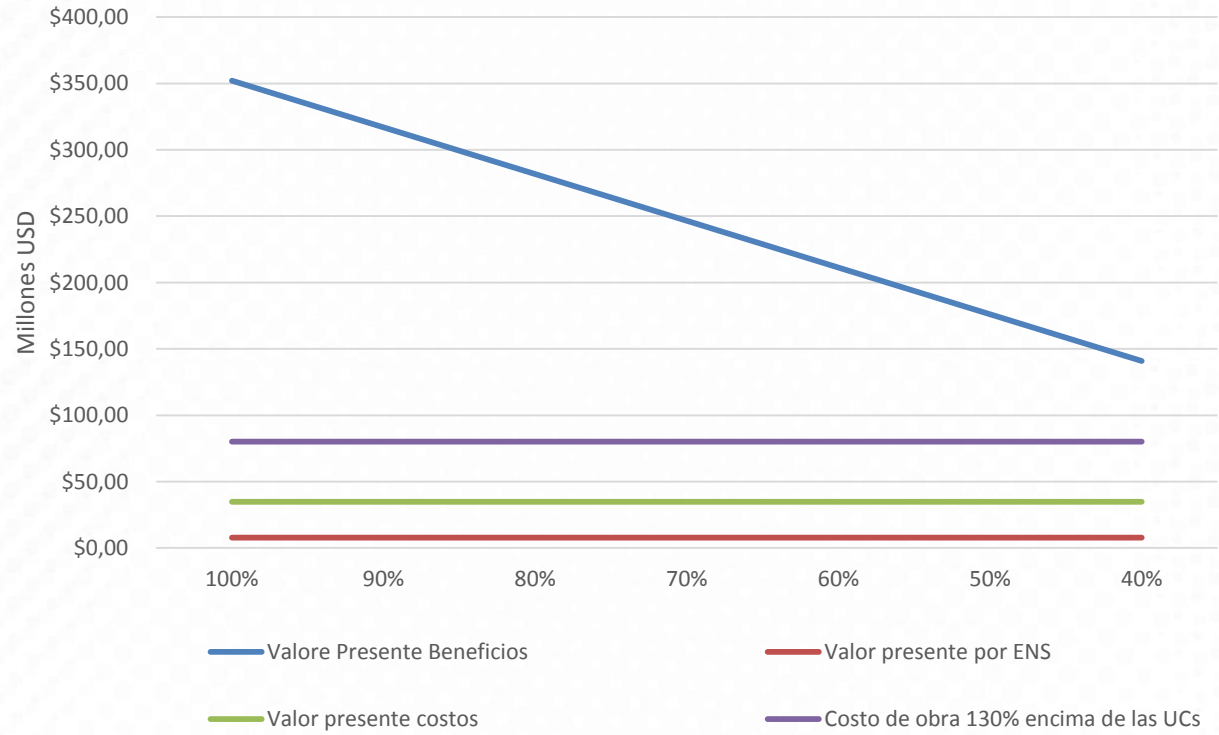
→ 2020

Evaluación Económica



$$\frac{B}{C} = VPN \left(\frac{\sum_{i=1}^n E_{b_i} (CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i}) + \sum_{i=1}^n \left\{ E_{c_i} \sum_{q \in PER(q,i)} \sum_{i \in PER(i,q)} \left(\frac{(CM_{sproxy_i} - CM_{cproxy_i})}{ni} \right) \right\}}{C_{red}} \right)$$

Beneficios Incorporación Totalidad Generación



Recomendación

- Nueva subestación Nueva Granada 230 kV, conectada mediante reconfiguración de los dos enlaces Guatiguará – Sogamoso 230 kV – 2 TRF 230 / 115 kV – 150 MVA y obras del STR

Fecha entrada en operación : Noviembre 2022

- Obras asociadas en el STR: Nuevas subestaciones en el STR, correspondientes a: i) S/E Oiba y ii) S/E Suaita interconectada mediante un enlace en 115 kV San Gil – Oiba – Suaita – Barbosa

Fecha entrada en operación: Noviembre 2020

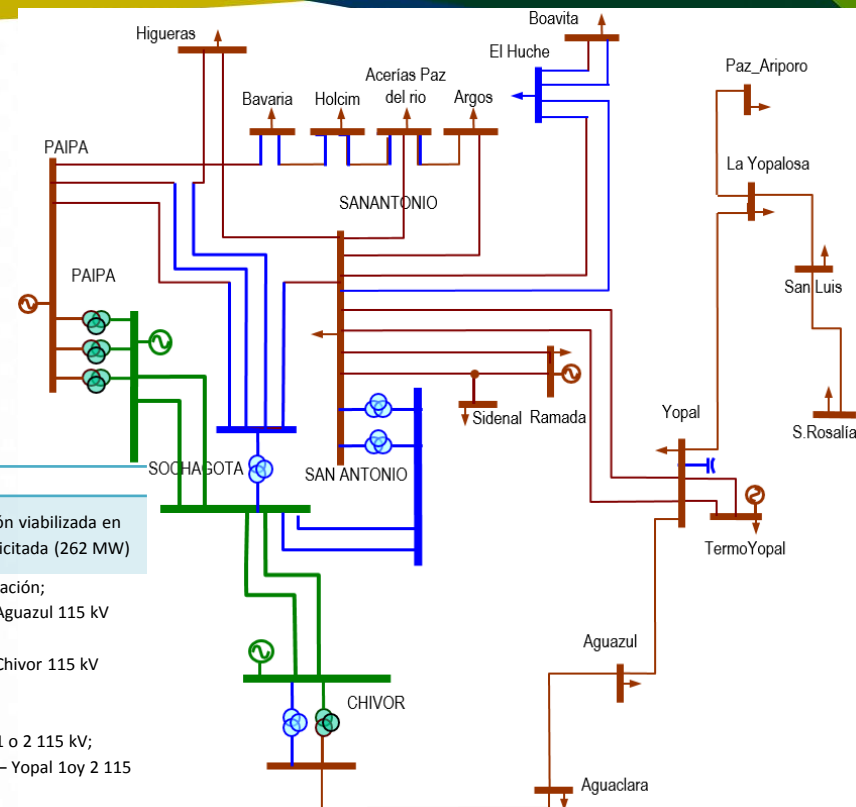
AGENDA

- Supuestos
- Obras STN
 - Obras Santander
 - **Obras Casanare - Arauca**
- Análisis Medida de Mitigación Costa Caribe STN
- Análisis Expansión Generación Antioquia – CQR
- Planeación de Largo Plazo
- Análisis de los STRs

Situación Actual - Casanare

Generación	Ubicación	Estado
Ampliación Termoyopal - 40 MW	Yopal 115	Concepto Aprobado
Termomechero 1,2 y 3 - 57 MW	Aguazul 115	Pendiente OR
Termomechero 4,5 y 6 - 57 MW	Yopal 115	Concepto Aprobado
SoEnergy - Termoaguazul - 58.5 MW	Aguazul 115	Concepto Aprobado por 50 MW
Oil Gas - Central Generación Aguazul - 49.5 MW	Aguazul 115	Pendiente OR

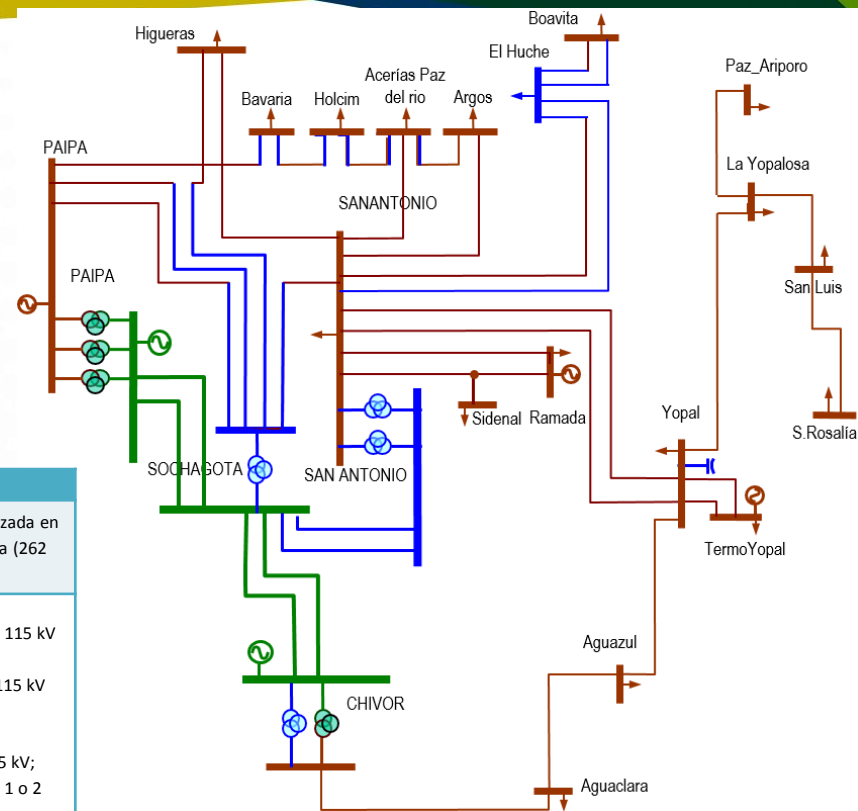
Año		2019	
Condición	Sin despacho en la zona	Con despacho generación viabilizada (147 MW)	Con despacho generación viabilizada en Casanare (147 MW) y solicitada (262 MW)
Desempeño demanda mínima sin expansión Casanare - Máx Gen Paipa y Yopal	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Condición normal de operación; Cargabilidad Aguaclara - Aguazul 115 kV >130% Cargabilidad Aguaclara - Chivor 115 kV >110% N-1 San Antonio - Yopal 1 o 2 115 kV; Cargabilidad San Antonio - Yopal 1oy 2 115 kV >120% N-1 Aguazul - Yopal 115 kV; Cargabilidad Aguaclara - Aguazul 115 kV >190% Cargabilidad Aguaclara - Chivor 115 kV >150% N-1 Aguaclara - Aguazul 115 kV; Cargabilidad Aguazul - Yopal 115 kV >140%
			N-1 Aguazul - Yopal 115 kV; Cargabilidad Aguaclara - Aguazul 115 kV >180% Cargabilidad Aguaclara - Chivor 115 kV >140% N-1 Aguaclara - Aguazul 115 kV; Cargabilidad Aguazul - Yopal 115 kV >130%
Desempeño demanda máxima sin expansión Casanare - Sin Compensación Yopal 115 kV	N-1 Aguaclara Chivor 115 kV, Aguaclara - Aguazul 115 kV, San Antonio - Yopal 1 y 2 115 kV; Tra. Chivor 230/115 kV; N-1 Aguazul - Yopal 115 kV: Tensión Aguaclara, Santa Rosalia, Aguazul, Paz de Ariporo, San Luis, Yopalosa, Yopal < 0.9	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia, con despacho en el área	



Situación Actual - Casanare

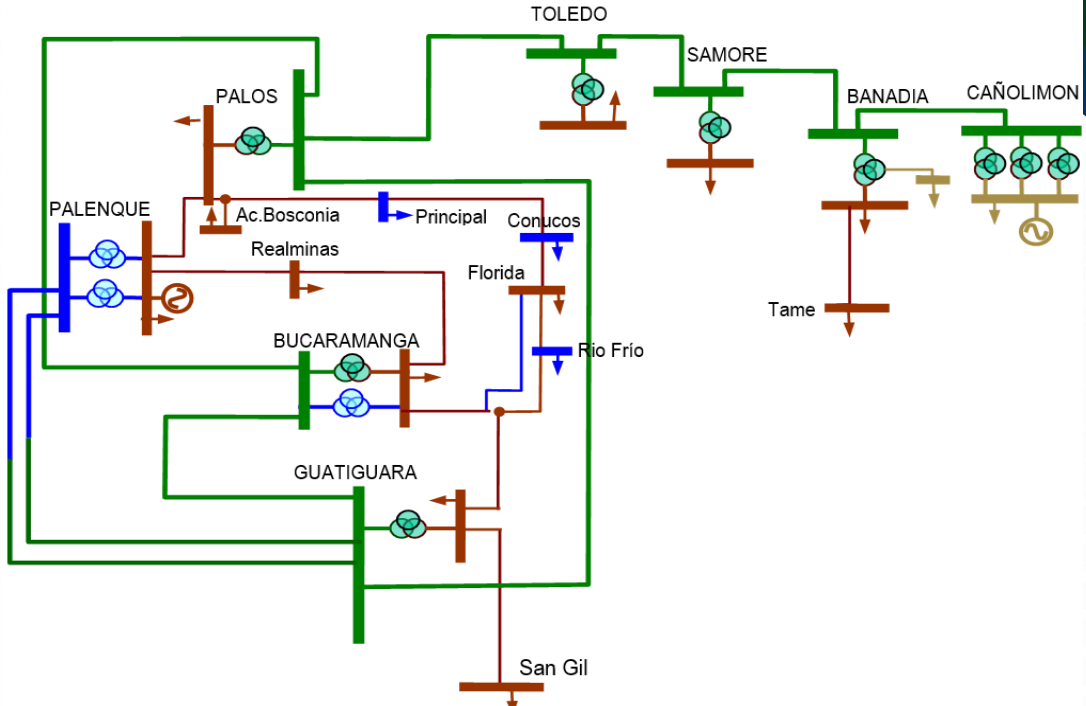
Generación	Ubicación	Estado
Ampliación Termoyopal - 40 MW	Yopal 115	Concepto Aprobado
Termomechero 1,2 y 3 - 57 MW	Aguazul 115	Pendiente OR
Termomechero 4,5 y 6 - 57 MW	Yopal 115	Concepto Aprobado
SoEnergy - Termoaguazul - 58.5 MW	Aguazul 115	Concepto Aprobado por 50 MW
Oil Gas - Central Generación Aguazul - 49.5 MW	Aguazul 115	Pendiente OR

Año	2022		
Condición	Sin despacho en la zona	Con despacho generación viabilizada (147 MW)	Con despacho generación viabilizada en Casanare (147 MW) y solicitada (262 MW)
Desempeño demanda mínima sin expansión Casanare - Máx Gen Paipa y Yopal	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia	<p>Condición normal de operación; Cargabilidad Aguaclara - Aguazul 115 kV >130%</p> <p>Cargabilidad Aguaclara - Chivor 115 kV >100%</p> <p>N-1 San Antonio - Yopal 1 o 2 115 kV; Cargabilidad San Antonio - Yopal 1 o 2 115 kV >110%</p> <p>N-1 Aguazul - Yopal 115 kV; Cargabilidad Aguaclara - Aguazul 115 kV >190%</p> <p>Cargabilidad Aguaclara - Chivor 115 kV >150%</p> <p>N-1 Aguaclara - Aguazul 115 kV; Cargabilidad Aguazul - Yopal 115 kV >140%</p>
Desempeño demanda máxima sin expansión Casanare - Sin Compensación Yopal 115 kV	N-1 Aguaclara Chivor 115 kV, Aguaclara - Aguazul 115 kV, San Antonio - Yopal 1 y 2 115 kV; Tra. Chivor 230/115 kV; N-1 Aguazul - Yopal 115 kV; Tensión Aguaclara, Santa Rosalia, Aguazul, Paz de Ariporo, San Luis, Yopalosa, Yopal < 0.9	Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia, con despacho en el área	<p>N-1 Aguaclara - Yopal 115 kV; Cargabilidad Aguaclara - Aguazul 115 kV >170%</p> <p>Cargabilidad Aguaclara - Chivor 115 kV >140%</p> <p>N-1 Aguaclara - Aguazul 115 kV; Cargabilidad Aguazul - Yopal 115 kV >130%</p>



Situación Actual - Arauca

- Radialidades en STN
- Radialidades en el STR
- Baja confiabilidad para atención de demanda del OR e industrial



Año	2019 - 2022
Condición	
Desempeño demanda máxima/mínima sin expansión Arauca	N-1 Palos – Toledo 220 kV; DNA: Toledo, Samore, Banadía, Tame y Arauca.
	N-1 Toledo - Samore 220 kV; DNA: Samore, Banadía, Tame y Arauca.
	N-1 Samore – Banadía 220 kV; DNA: Banadía, Tame y Arauca.
	N-1 Banadía – Caño Limón 220 kV; DNA: Arauca.
	N-1 Tra. Banadía 220/115 kV; DNA: Banadía y Tame.



Expansión Propuesta - Alternativas



Expansión Propuesta – Área de influencia



Expansión Propuesta - Alternativas



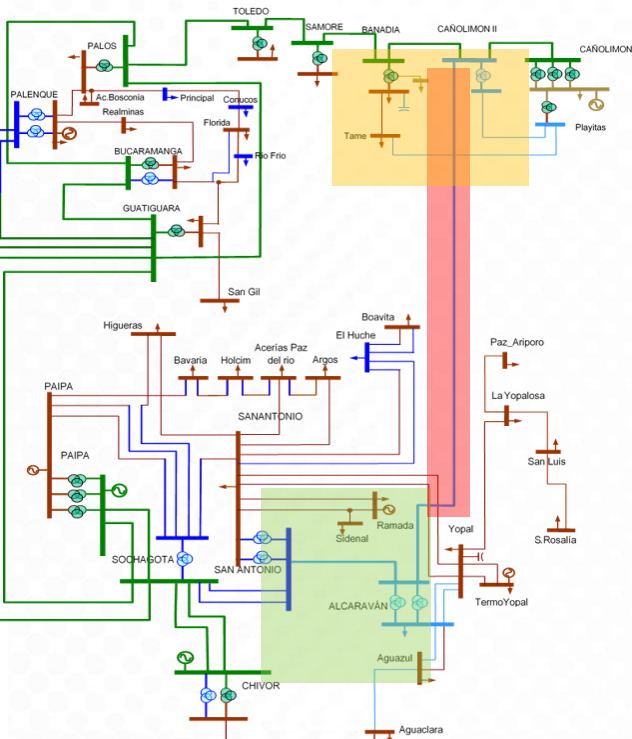
Expansión Propuesta – Área de influencia



Expansión Propuesta Alternativa 1

Año

2019 - 2022



Condición DMax Dmin - Con despacho max de generación actual, viabilizada en Casanare (147 MW) y solicitada (262 MW)

- Desempeño con Interconexión Arauca – Casanare**
- Desempeño con Interconexión Arauca – Casanare; Sin Conexión Meta**
- Desempeño con Interconexión Arauca – Casanare; Sin Conexión Meta; Sin 2do circuito Alcaraván – Yopal 115 kV**
- Desempeño – Mínima Generación**

Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia

¿Permite la conexión de 300 MW adicionales?

Condición normal de operación – Gen 300 MW en Yopal 115 kV;
Cargabilidad Tra. Alcaraván 1 230/115 kV >90%
Cargabilidad Tra. Alcaraván 2 230/115 kV >90%

Condición normal de operación – Gen 300 MW en Aguazul 115 kV;
Cargabilidad Aguazul - Alcaraván 1 y 2 115 kV >140%
Cargabilidad Aguazul – Aguazul 115 kV >100%

Condición normal de operación – Gen 300 MW en Aguaclara 115 kV;
Cargabilidad Aguaclara - Gemelos 115 kV >110%
Cargabilidad Gemelos – Pto. López 115 kV >120%
Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kV >190%
Cargabilidad Tra. Chivor 230/115 kV > 90%

Condición normal de operación – Gen 300 MW en Alcaraván 115 kV;
Cargabilidad Tra. Alcaraván 1 230/115 kV >90%
Cargabilidad Tra. Alcaraván 2 230/115 kV >90%

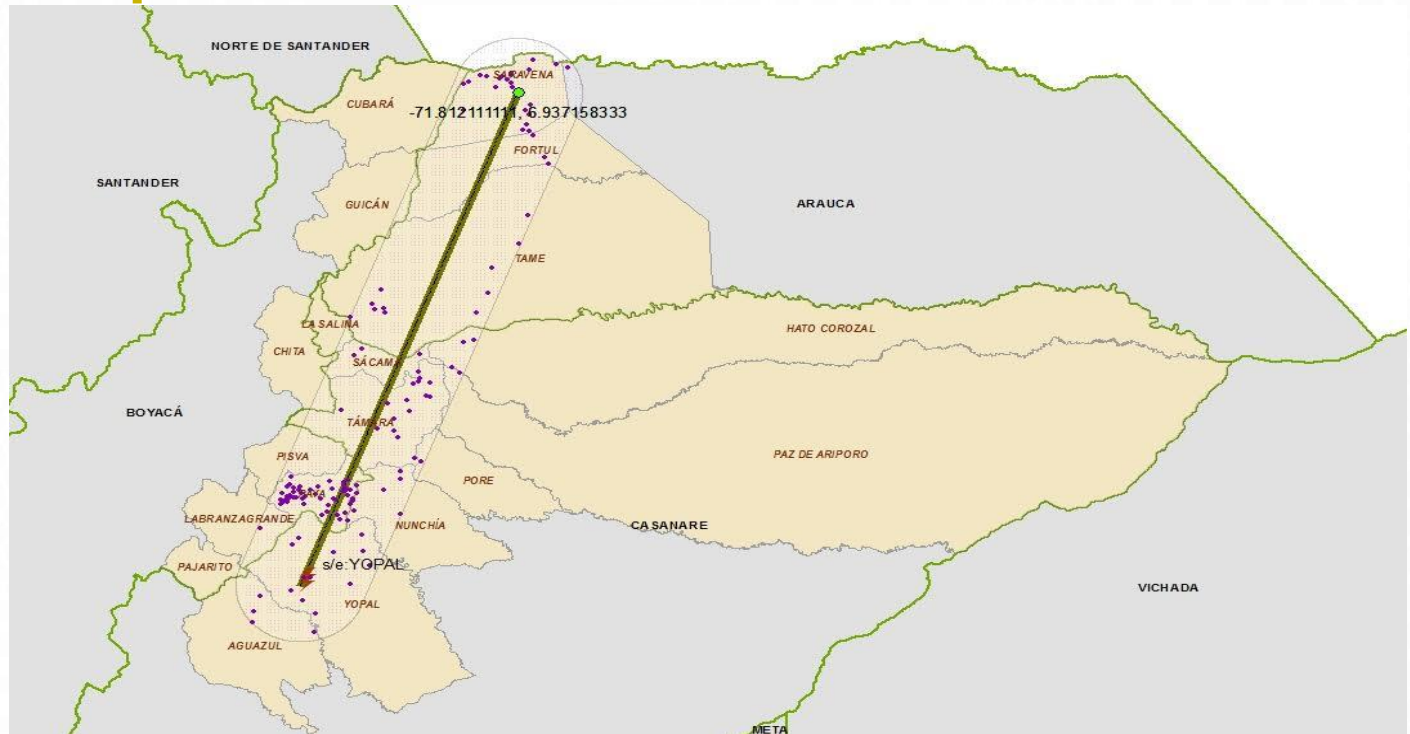
N-1 San Antonio – Alcaraván 220 kV – Gen 300 MW en Alcaraván 220 kV;
Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kV >110%

Condición normal de operación y en contingencia – Gen 300 MW en Alcaraván 220 kV – Segundo circuito Alcaraván – San Antonio 220 kV ;
Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia

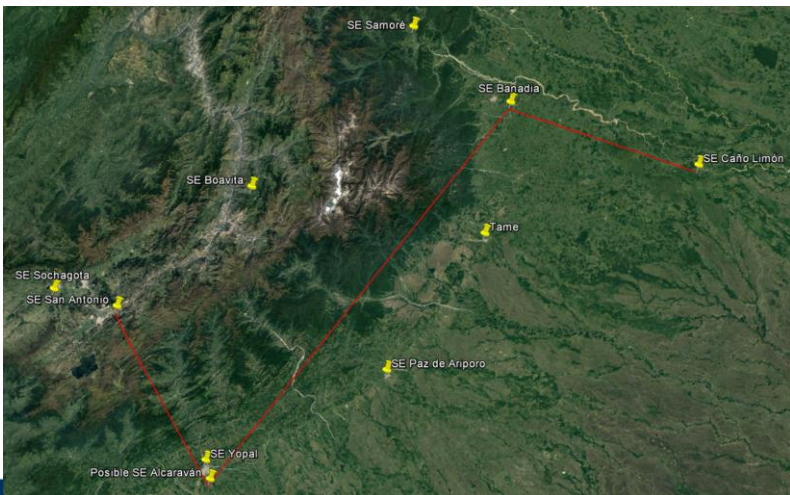
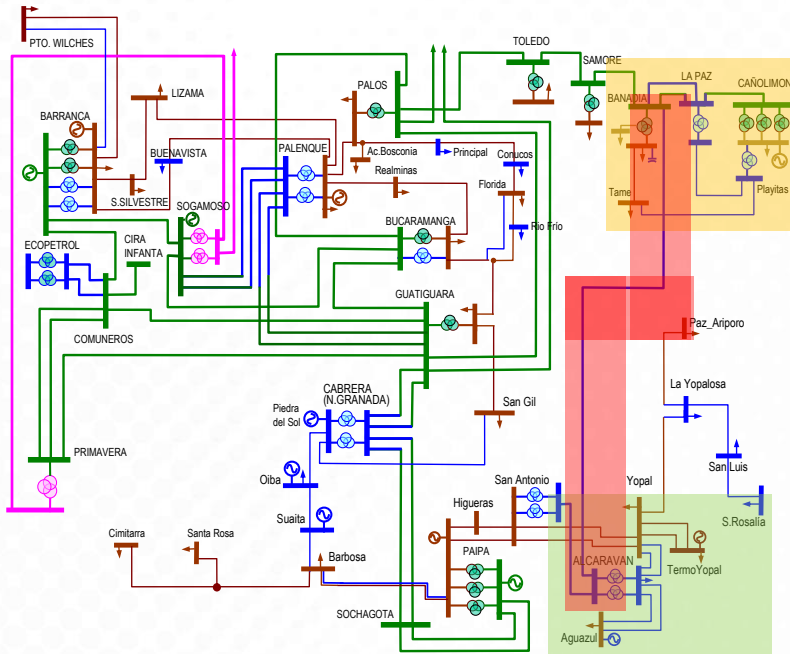
Expansión Propuesta - Alternativas



Expansión Propuesta – Área de influencia

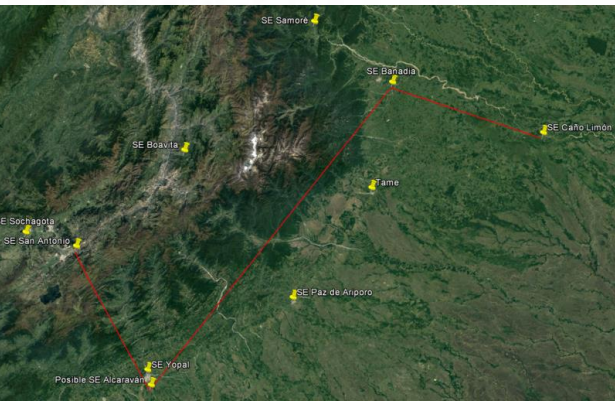
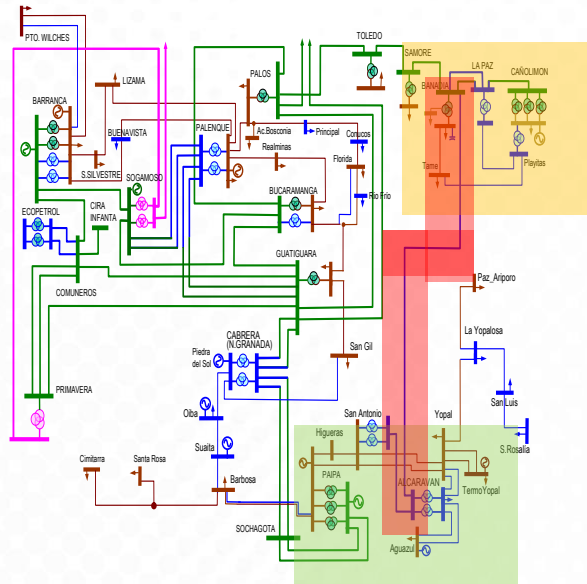


Expansión Propuesta – Alternativa 2



- Nueva Subestación Caño Limón II 220/115 kV – 50 MVA. Reconfigura Banadía – Caño Limón 220 kV en Banadía – Caño Limón II (la Paz)- Caño Limón 220 kV – **Extensión barra Caño Limón.**
- Nueva Subestación Playitas 115 kV.
- Nueva línea Tame – Playitas 115 kV.
- Nueva línea Caño Limón II (la Paz) – Playitas 115 kV.
- Compensación en Banadía 115 kV – 9 MVar
- **Nueva línea Alcaraván – Banadía 220 kV**
- Nueva Subestación Alcaraván 115 kV. Reconfigura Yopal – Aguazul 115 kV en Yopal – Alcaraván – Aguazul 115 kV.
- Nueva Subestación Alcaraván 220/115 kV – 2x180 MVA
- Nueva línea Banadía– Caño Limón II 220 kV
- Segundo circuito Aguazul – Alcaraván 115 kV.
- Repotenciación de la línea Alcaraván – Yopal 115 kV.
- Segundo circuito Alcaraván – Yopal 115 kV.
- Repotenciación de la línea Aguacalara –Aguazul 115 kV.

Expansión Propuesta Alternativa 2



Año	2019 - 2022
Condición	DMax Dmin - Con despacho max de generación actual, viabilizada en Casanare (147 MW) y solicitada (262 MW)

Desempeño con Interconexión Arauca – Casanare

Desempeño con Interconexión Arauca – Casanare; Sin Conexión Meta

Desempeño con Interconexión Arauca – Casanare; Sin Conexión Meta; Sin 2do circuito Alcaraván – Yopal 115 kv

Desempeño – Mínima Generación

Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia

Condición normal de operación – Gen 300 MW en Yopal 115 kv;
Cargabilidad Tra. Alcaraván 1 230/115 kv >90%
Cargabilidad Tra. Alcaraván 2 230/115 kv >90%

Condición normal de operación – Gen 300 MW en Aguazul 115 kv;
Cargabilidad Aguazul - Alcaraván 1 y 2 115 kv >140%
Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kv >100%

Condición normal de operación – Gen 300 MW en Aguaclara 115 kv;
Cargabilidad Aguaclara - Gemelos 115 kv >110%
Cargabilidad Gemelos – Pto. López 115 kv >120%
Cargabilidad Aguaclara – Chivor 115 kv >190%
Cargabilidad Tra. Chivor 230/115 kv > 90%

¿Permite la conexión de 300 MW adicionales?

Condición normal de operación – Gen 300 MW en Alcaraván 115 kv;
Cargabilidad Tra. Alcaraván 1 230/115 kv >90%
Cargabilidad Tra. Alcaraván 2 230/115 kv >90%

N-1 San Antonio – Alcaraván 220 kv – Gen 300 MW en Alcaraván 220 kv;
Cargabilidad Aguaclara – Aguazul 115 kv >110%

Condición normal de operación y en contingencia – Gen 300 MW en Alcaraván 220 kv – Segundo circuito Alcaraván – San Antonio 220 kv;
Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia



Evaluación económica

- Alternativa Alcaraván – Caño Limón 2



Alternativa Alcaraván – Banadía



Recomendación

- Nueva subestación Alcaravan 230 kV interconectada mediante un enlace 230 kV entre San Antonio – Alcaravan 230 kV
- Extensión de la barra Caño Limón (Caño Limón 2) – La Paz
- Enlace en 230 kV entre Alcaravan y Banadia 230 kV
- Enlace en 230 kV entre Banadia y Caño Limón 2

Fecha entrada en operación : Noviembre 2021

- Obras asociadas en el STR casanare: Nueva Subestación Alcaraván 115 kV. Reconfigura Yopal – Aguazul 115 kV en Yopal – Alcaraván – Aguazul 115 kV, Nueva Subestación Alcaraván 220/115 kV – 2x180 MVA, Nueva línea Banadía– Caño Limón II 220 kV, Segundo circuito Aguazul – Alcaraván 115 kV, Repotenciación de la línea Alcaraván – Yopal 115 kV., Segundo circuito Alcaraván – Yopal 115 kV, Repotenciación de la línea Aguaclara –Aguazul 115 kV.

Fecha entrada en operación: Noviembre 2021

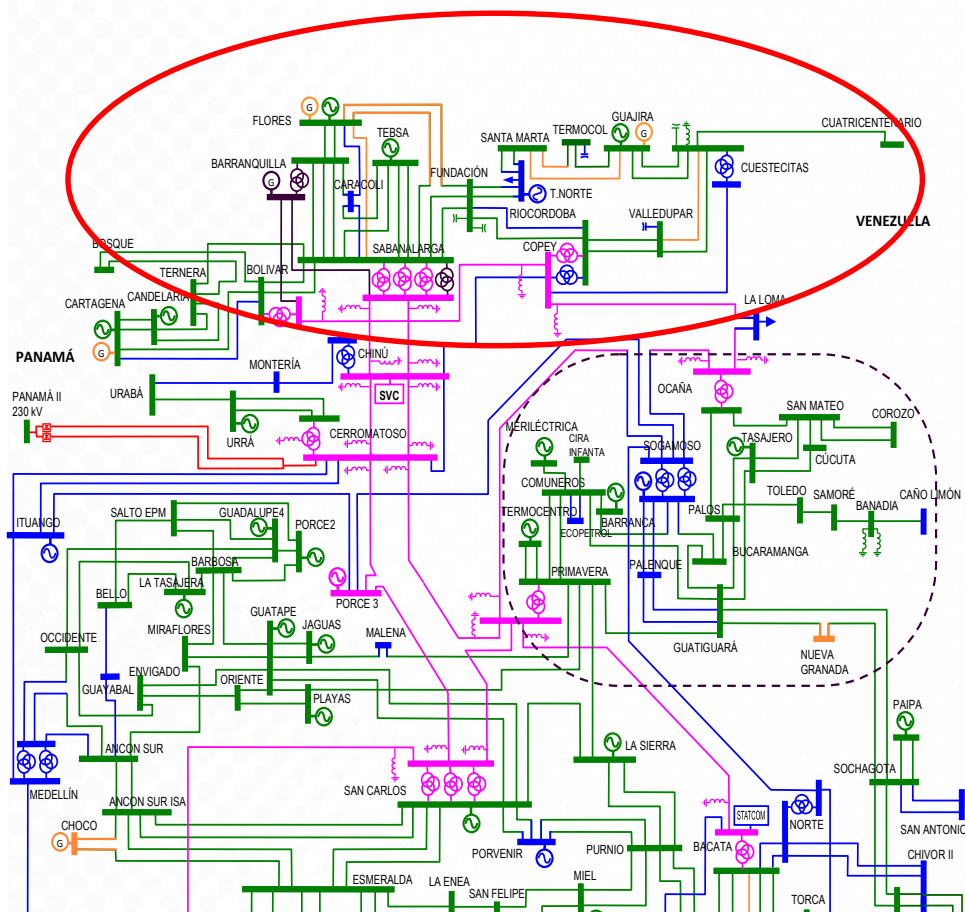
- Obras asociadas en el STR Arauca: Nueva Subestación Playitas 115 kV, Nueva línea Tame – Playitas 115 kV, Nueva línea Caño Limón II (la Paz) – Playitas 115 kV, Compensación en Banadia 115 kV – 9 MVAR

Fecha entrada en operación: Noviembre 2021

AGENDA

- Supuestos
- Obras STN
 - Obras Santander
 - Obras Casanare - Arauca
- **Análisis Medida de Mitigación Costa Caribe STN**
- Análisis Expansión Generación Antioquia – CQR
- Impacto Conexión demandas Oriental
- Planeación de Largo Plazo
- Análisis de los STRs

Problemática General



Restricción

Restricción área

Contar con un mínimo de Unidades equivalentes en el área

Obras definidas

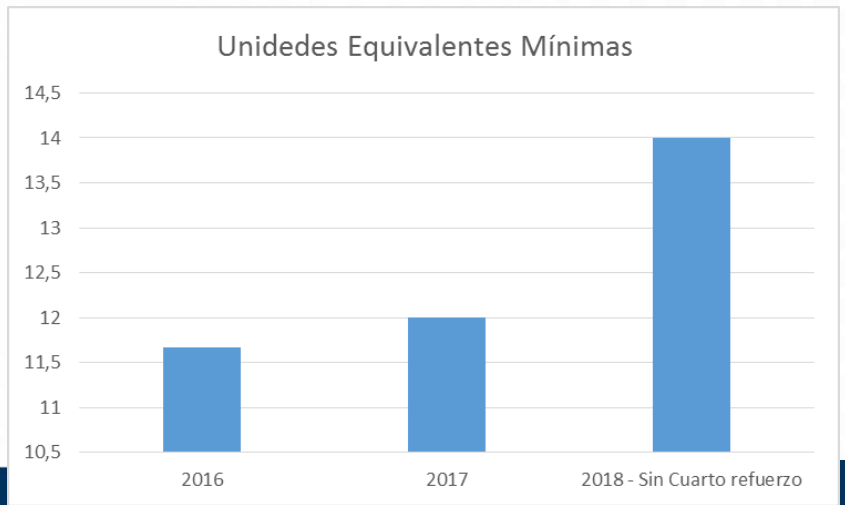
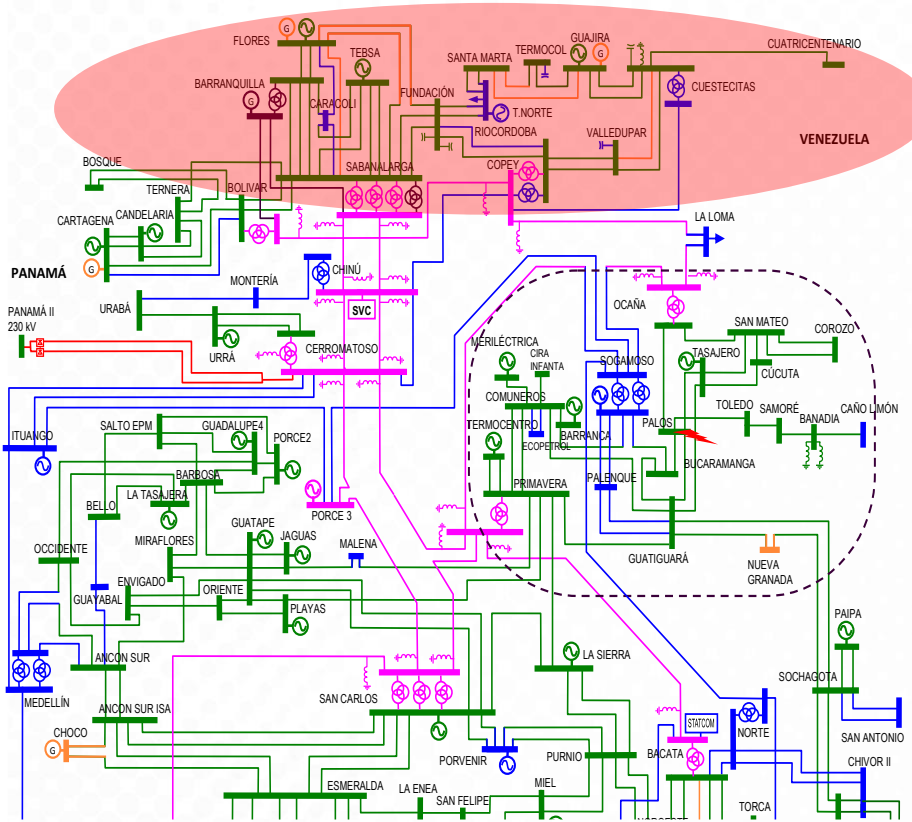
- Refuerzo Costa – Cerro Chinú Copey - 2018
- Cierre Anillo Sabalarga – Bolívar 500 kV - 2020
- El Rio 220 kV – 2020
- Río Córdoba 220 kV - 2016
- Copey – Fundación 220 kV - 2019
- Copey – Cuestecitas 500 kV - 2019

Problemática General

Años 2016/2017/2018

Ante la falla de enlace Ocaña – Copey (La Loma – Ocaña 500 kV):

Se presentan bajas tensiones en el área Caribe, lo anterior se da dependiendo de la generación de seguridad disponible, se necesitan al menos 11,5 Unidades equivalentes en el 2016 y 14 en 2018 (sin considerar expansión)



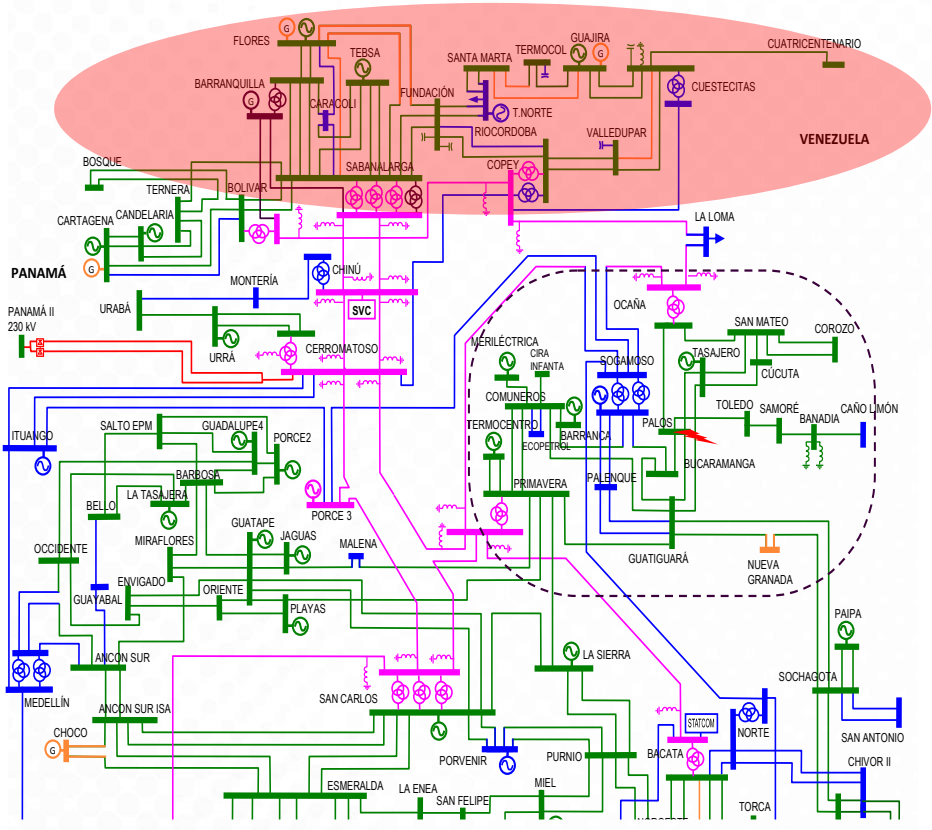
Problemática General

Riesgo 2016

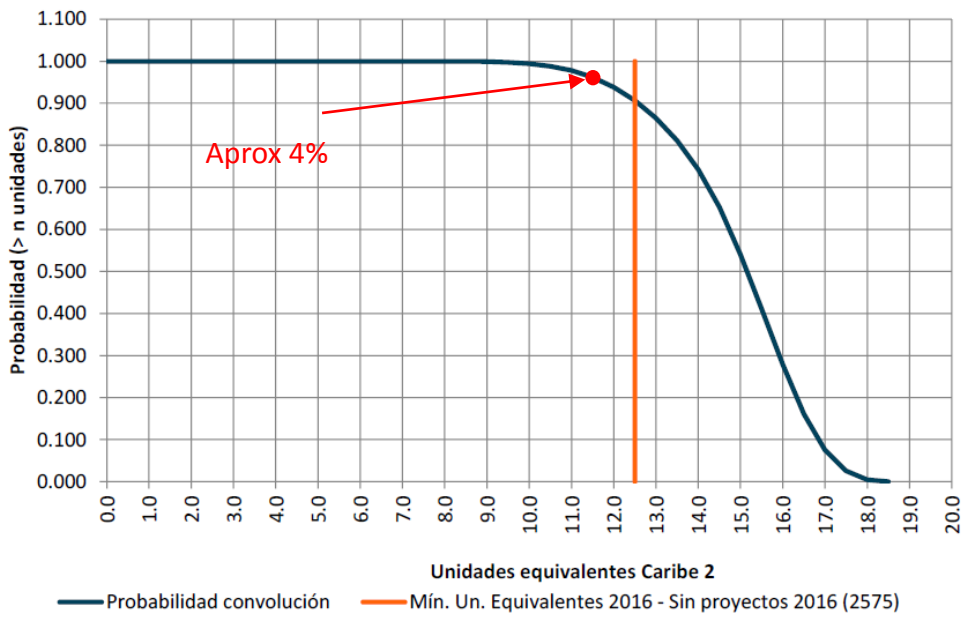
Falla

Ante la falla de enlace Ocaña – Copey (La Loma – Ocaña 500 kV) – 11,5 Unidades

Riesgo:



Convolución unidades Caribe 2



Tomado informe de segundo trimestre XM

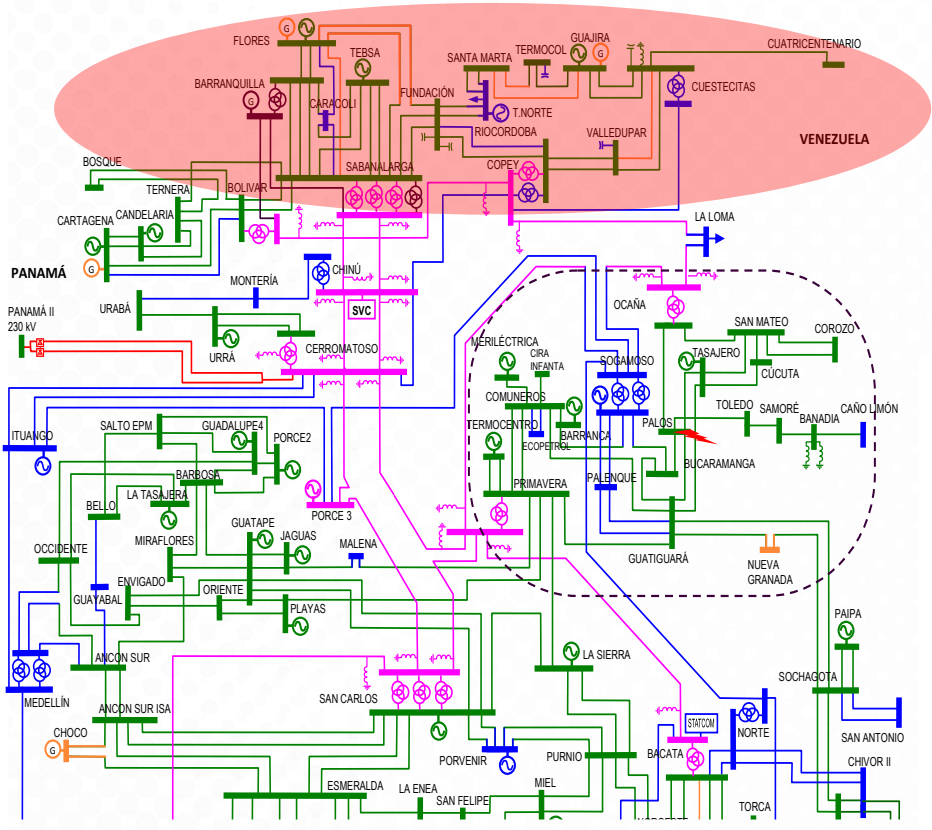
Problemática General

Riesgo 2017

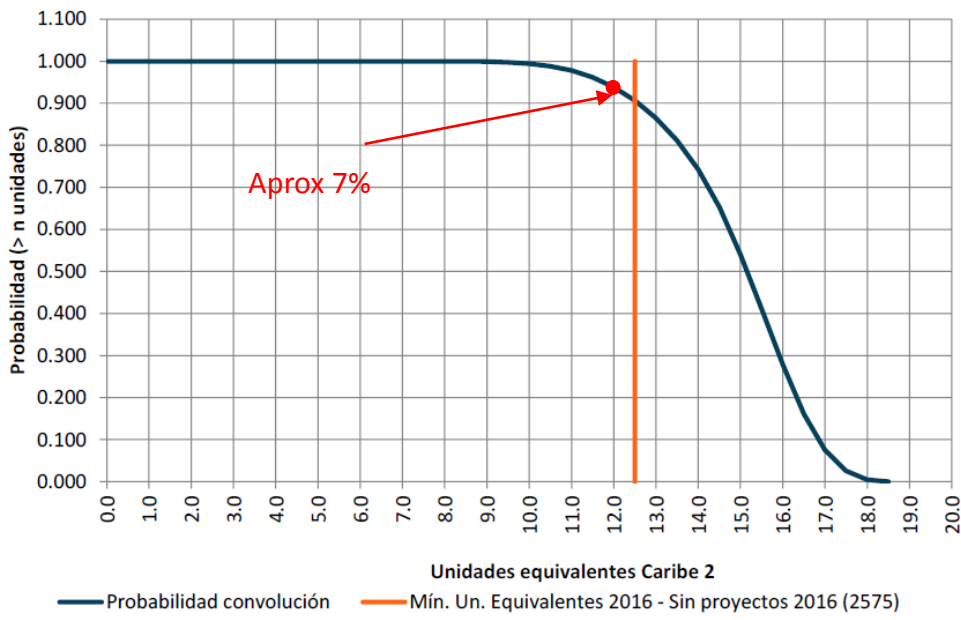
Falla

Ante la falla de enlace Ocaña – Copey (La Loma – Ocaña 500 kV) – 12 Unidades

Riesgo:



Convolución unidades Caribe 2



Tomado informe de segundo trimestre XM

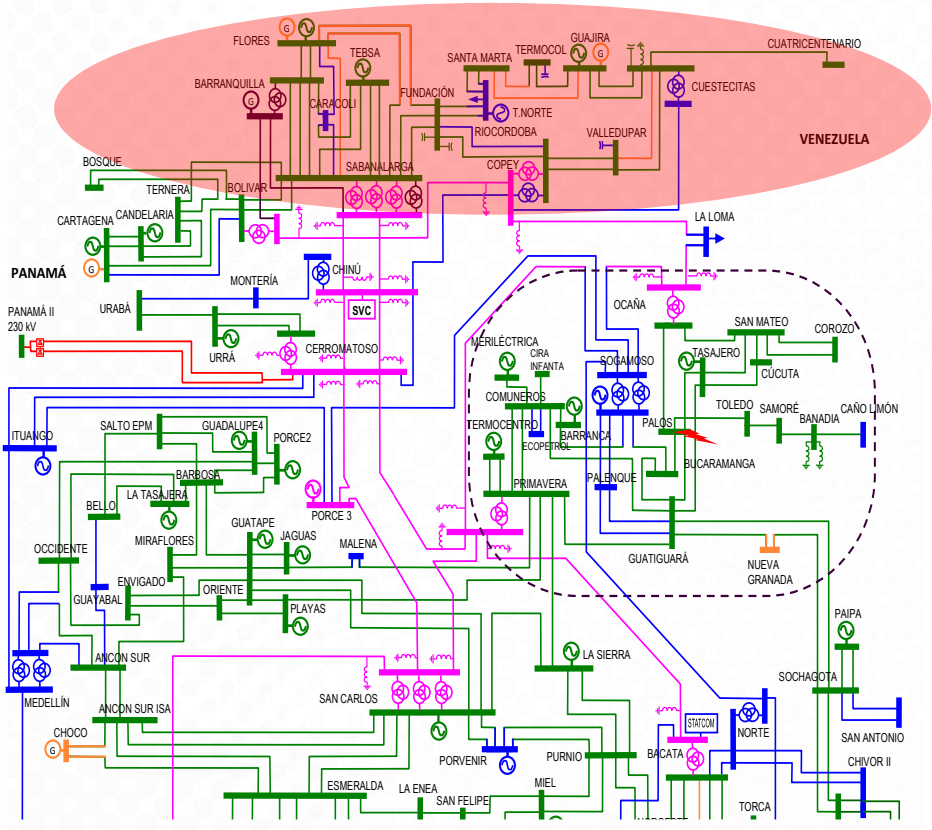
Problemática General

Riesgo 2018 (sin expansión)

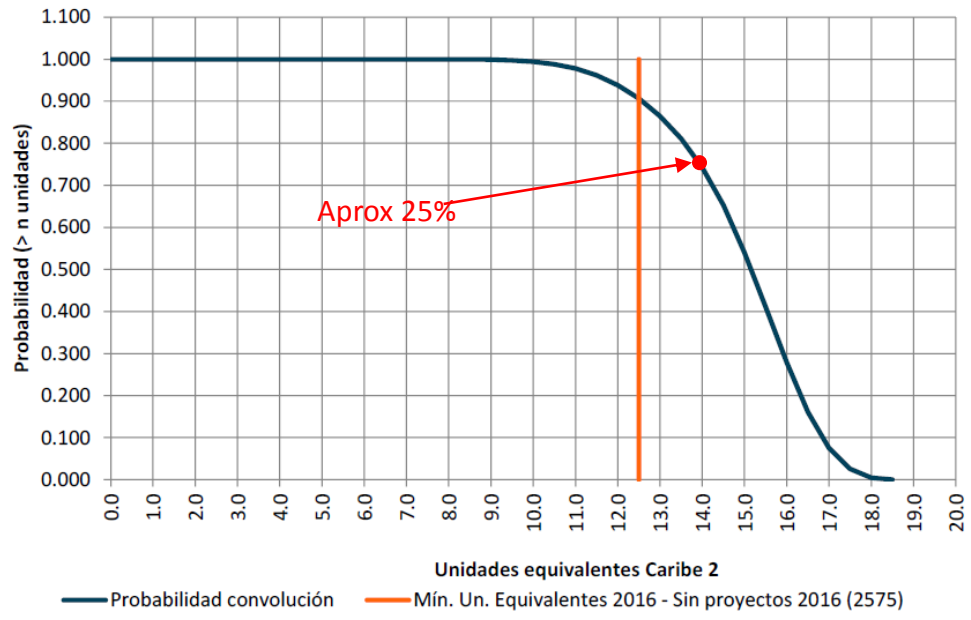
Falla

Ante la falla de enlace Ocaña – Copey (La Loma – Ocaña 500 kV) – 14 Unidades Riesgo:

Riesgo:



Convolución unidades Caribe 2

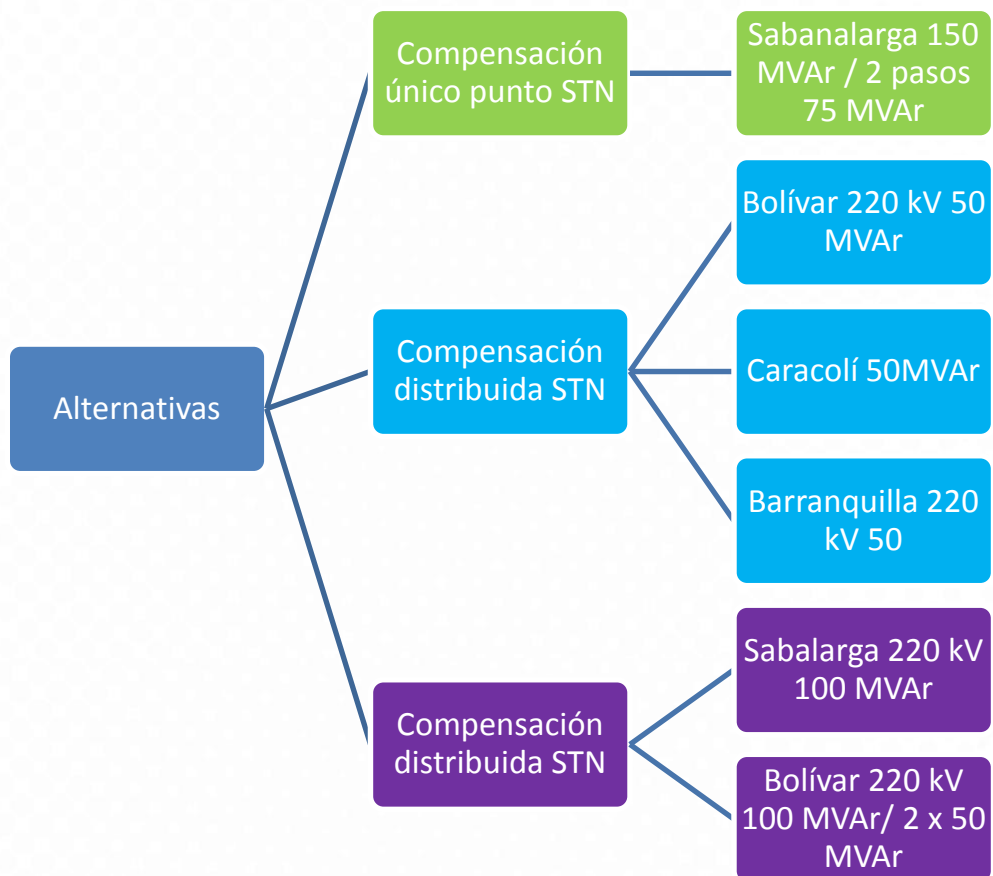


Tomado informe de segundo trimestre XM

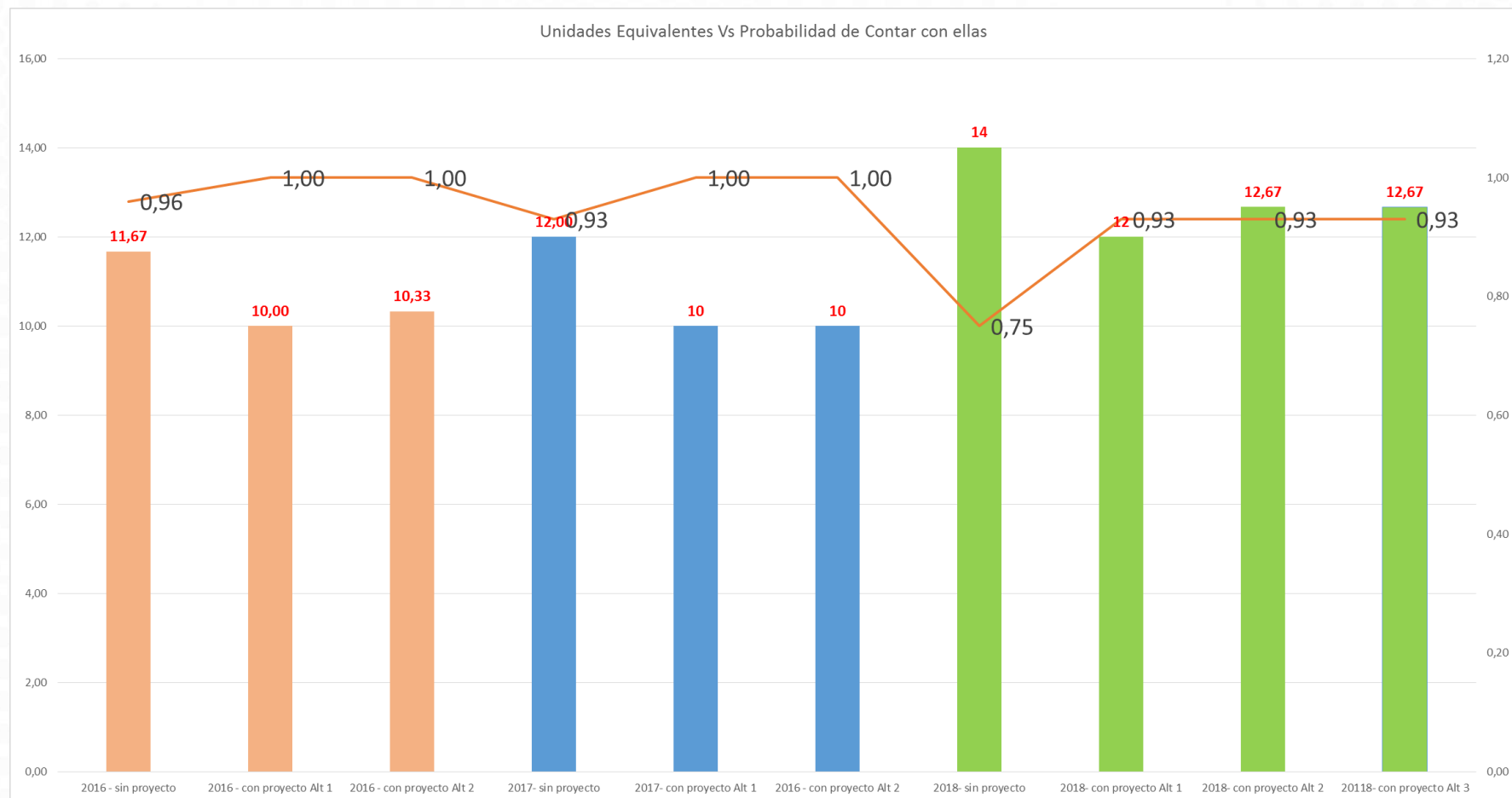
Características de la solución



Alternativa propuesta

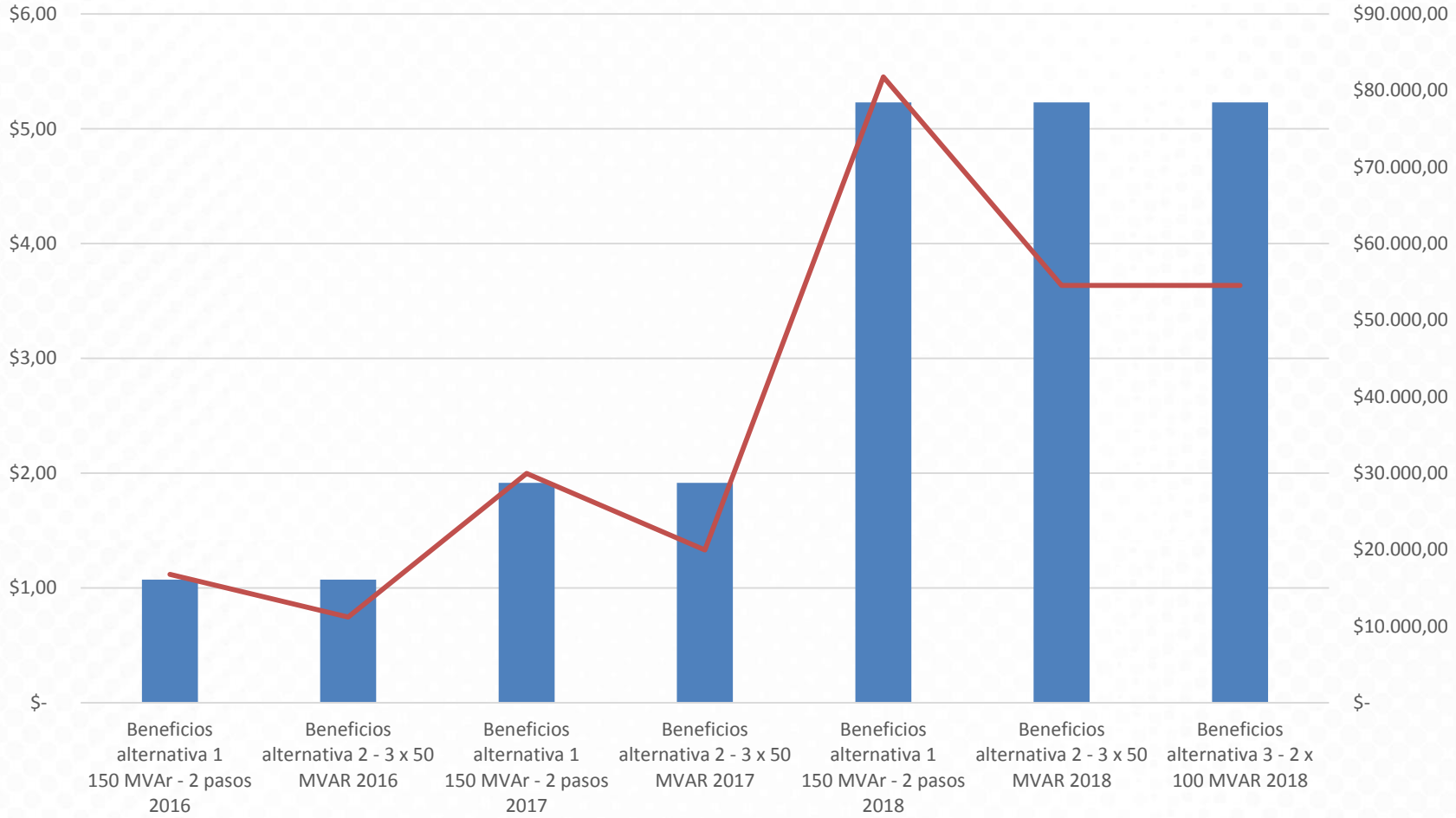


Alternativa propuesta

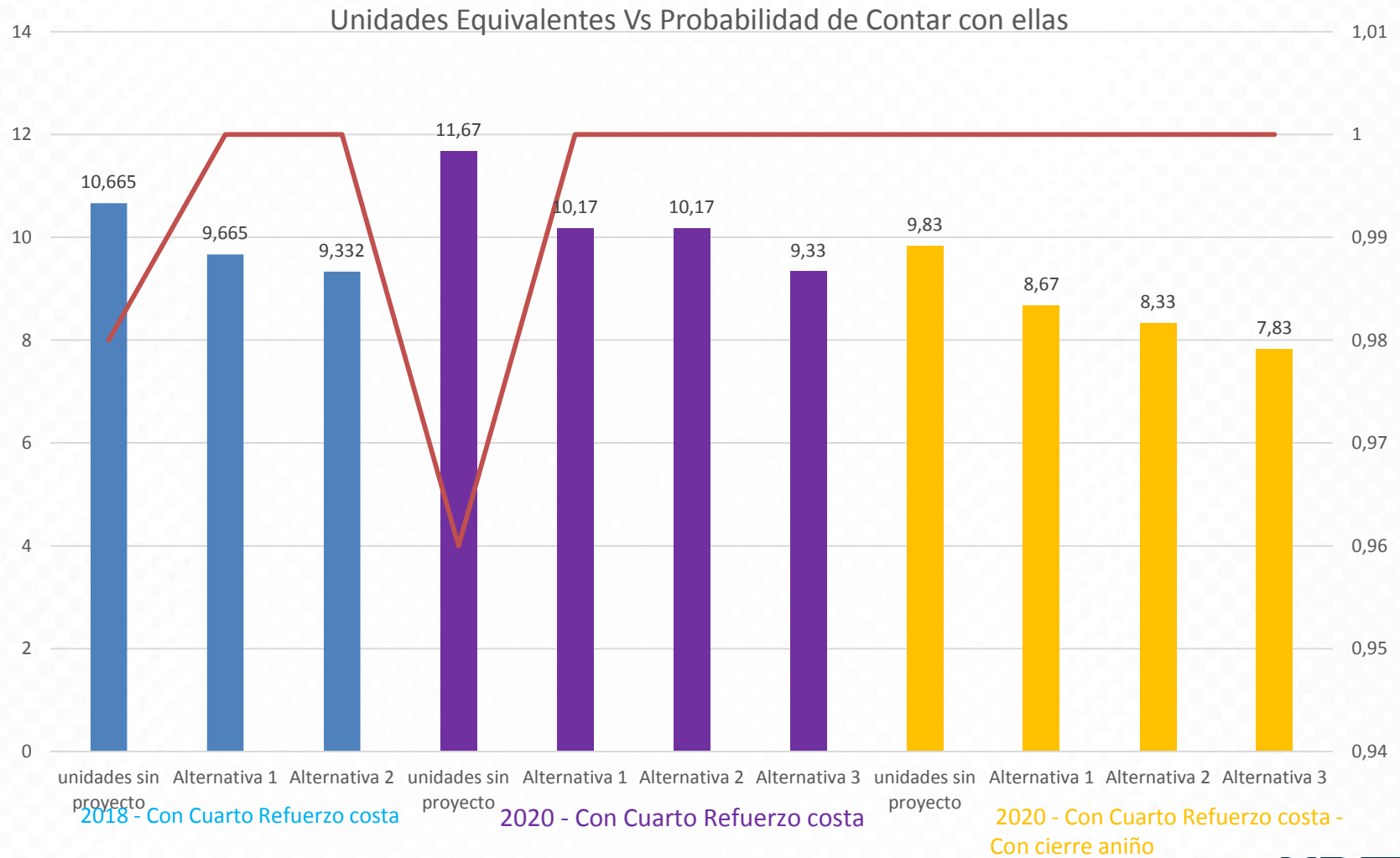


Relación Beneficio - Costo

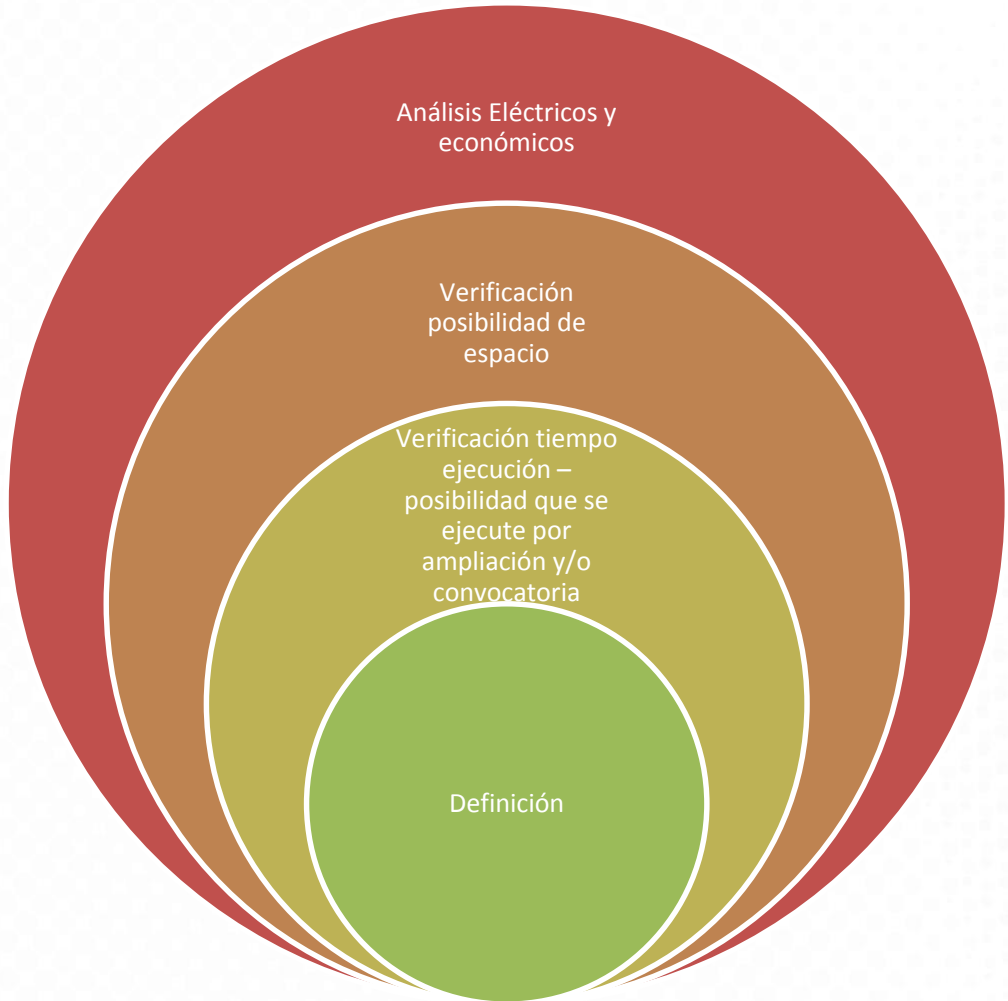
Beneficios y relación B/C



Desempeño complementario expansión



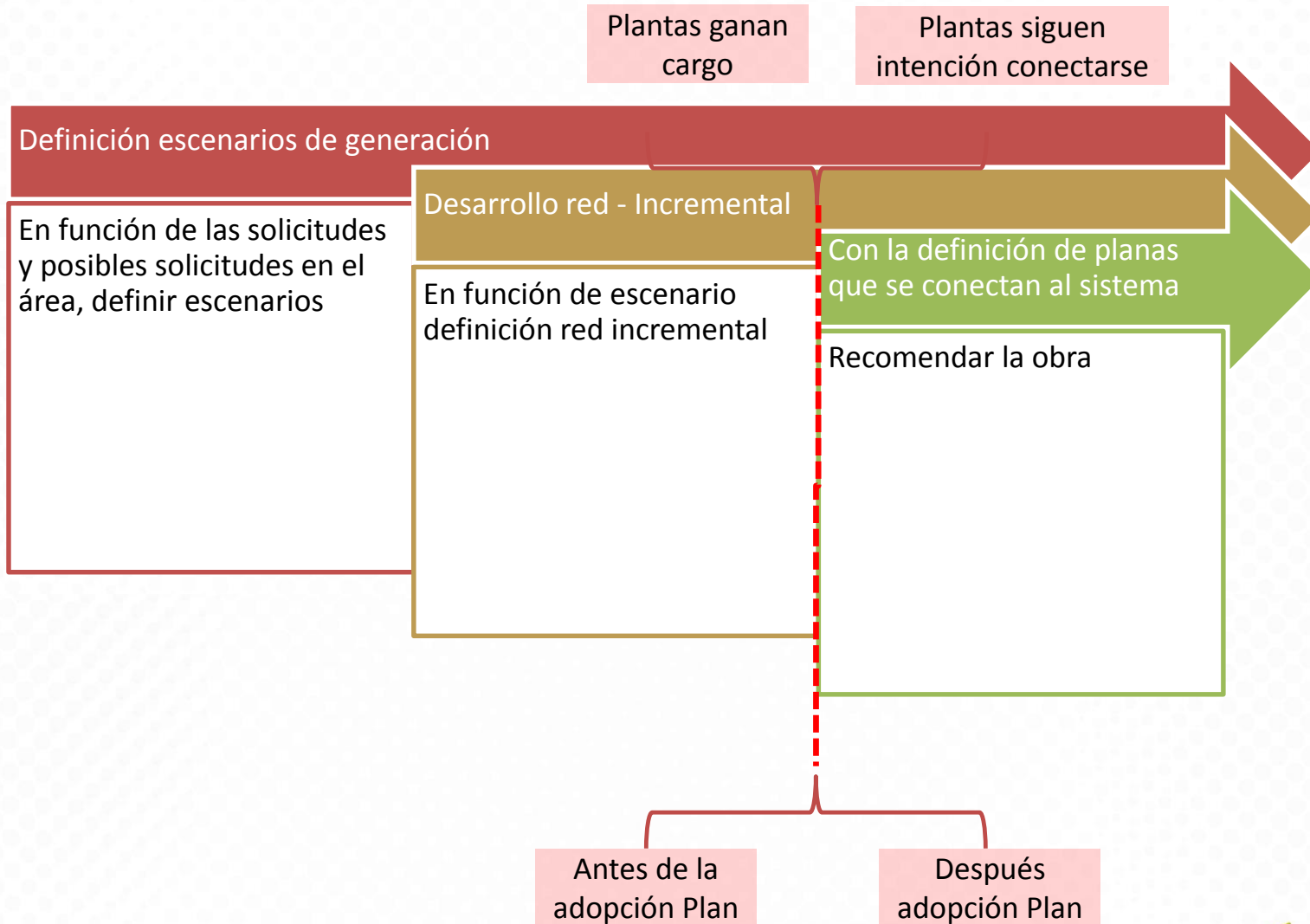
Verificación tiempos entrada en operación



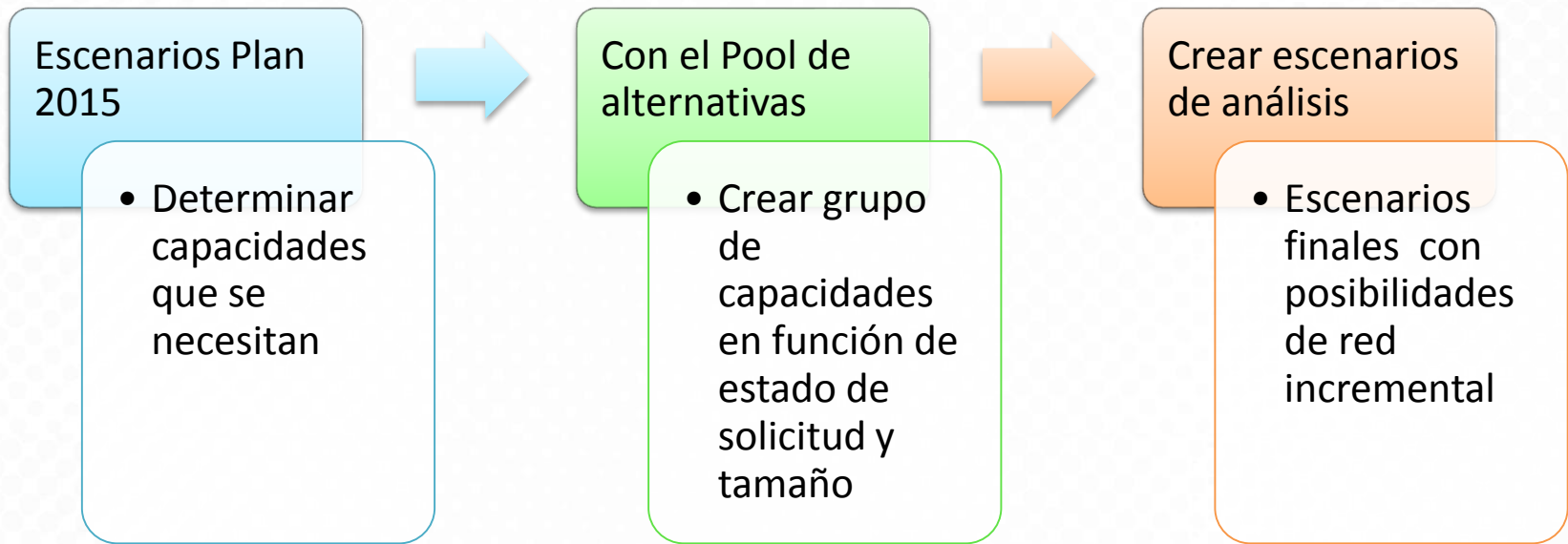
AGENDA

- Supuestos
- Obras STN
 - Obras Santander
 - Obras Casanare - Arauca
- Análisis Medida de Mitigación Costa Caribe STN
- **Análisis Expansión Generación Antioquia – CQR**
- Impacto Conexión demandas Oriental
- Planeación de Largo Plazo
- Análisis de los STRs

Estrategia – Análisis preliminares



Estructuración de escenarios

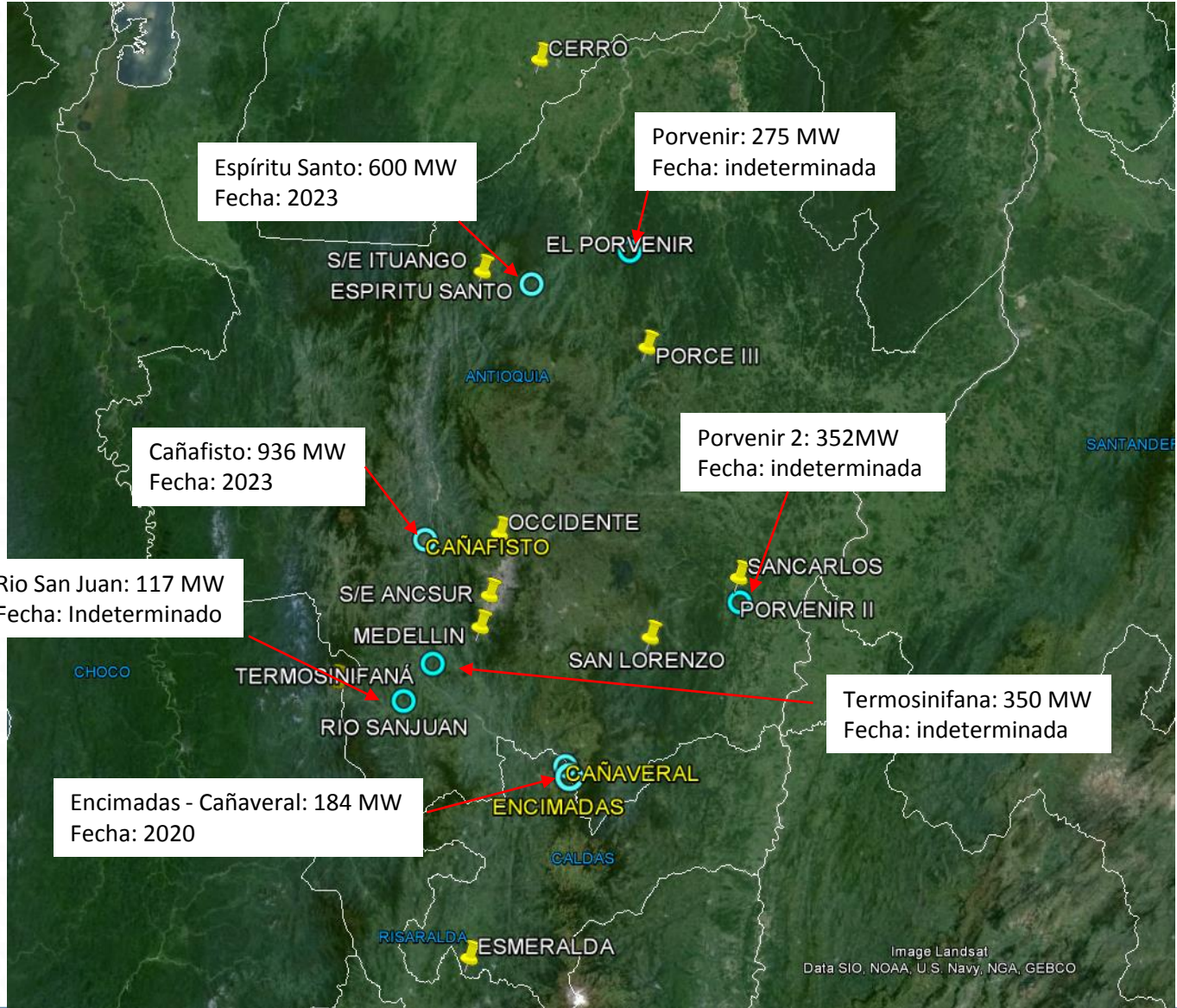


Escenarios propuestos

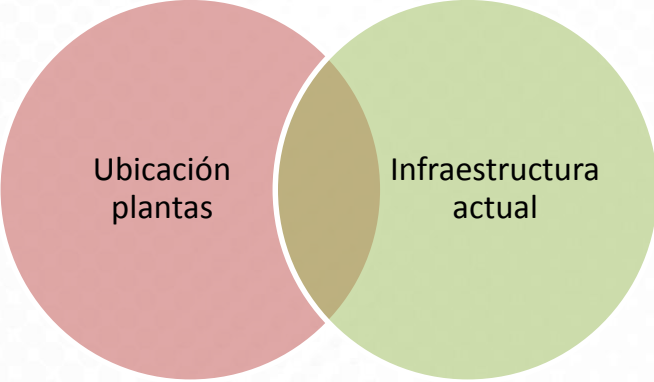
	escenario 6	escenario 8	Escenario 11	Escenario 12
	351	351	351	351
Escenarios de generación Plan 2015 (descontando segunda fase Ituango)	960	960	700	
	870		640	
			577	
Total Expansión hidro	2181	1311	1691	351

Planta de generación	Espíritu Santo	Encimadas – Cañaveral	San Juan	Cañafisto	El Provenir	Termosinifaná	Porvenir II	Total (MW)
Análisis 1	600							600
Análisis 2		184						184
Análisis 3			117.5					117.5
Análisis 4				936				936
Análisis 5					275			275
Análisis 6						350		350
Análisis 7							352	352
Análisis 8	600	184	117.5	936	275	350	352	2814.5
Análisis 9	600	184		936				1720
Análisis 10	600	184		936			352	2072
Análisis 11	600	184	117.5	936			352	2187.5
Análisis 12	600			936				1536

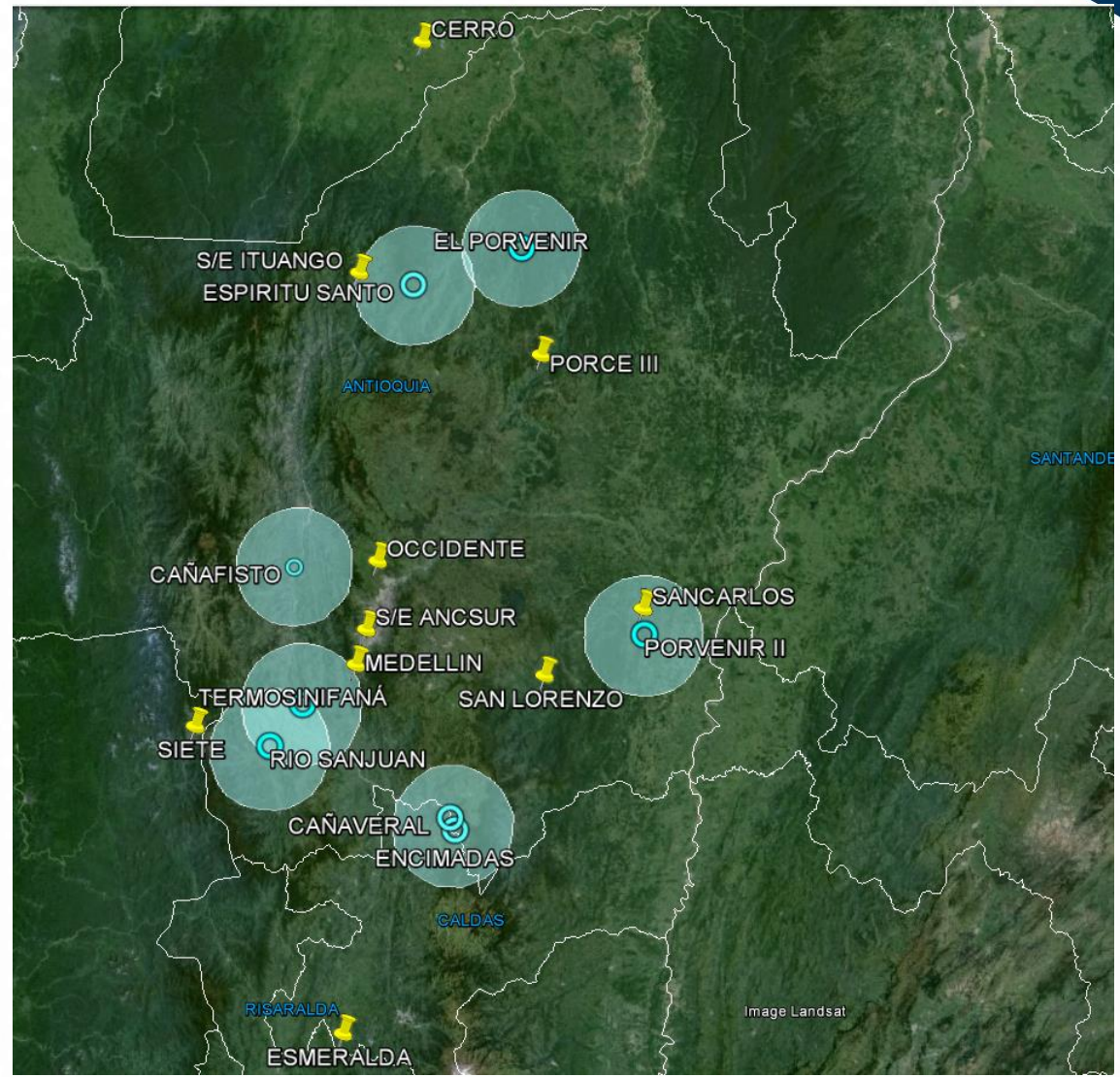
Áreas de influencia



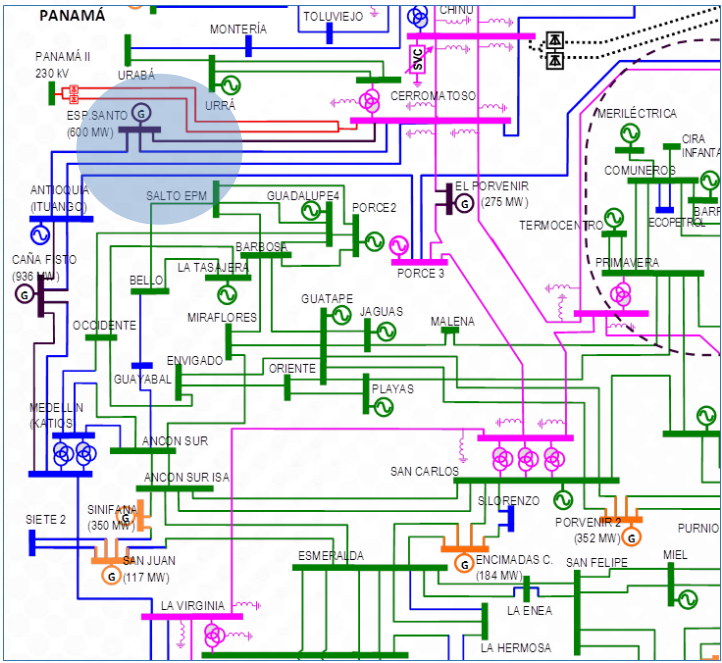
Áreas de influencia



Nuevas necesidades de infraestructura



Espíritu Santo – 600 MW – Análisis 1



Reconfiguración del circuito
 Cerromatoso - Ituango 500 kV en
 Cerromatoso - Espiritu Santo -
 Ituango 500 kV, Nuevo circuito
 Espiritu Santo - Cerromatoso 500 kV

Escenarios de máxima generación en al área

Reconfiguración de un circuito de Ituango - Cerromatoso 500 kV en Ituango - Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV. - 2021

Reconfiguración de un circuito de Ituango - Cerromatoso 500 kV en Ituango - Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV. Circuito Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV.

Demanda mínima

Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia

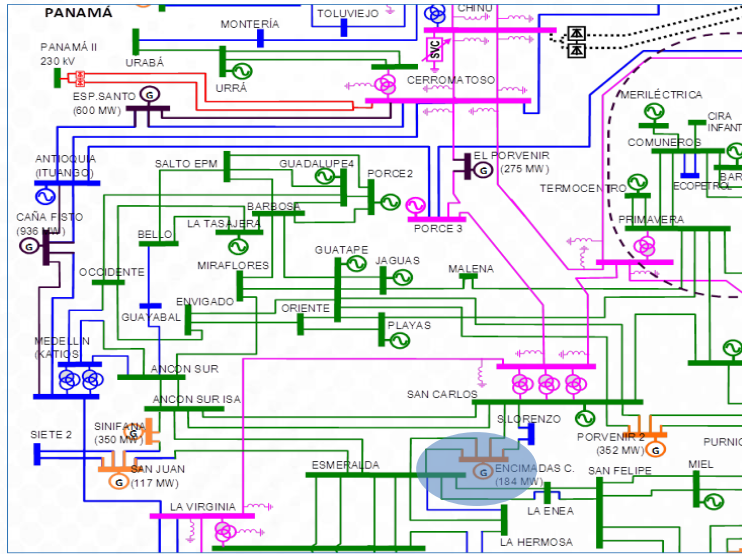
Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia

Demanda máxima

Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia

Desempeño adecuado en condición normal y en contingencia

Encimada – Cañaveral – 184 MW – Análisis 2



Nueva Subestación Salamina 220 kV TR 150 MVA. Se alimenta mediante el seccionamiento de los circuitos San Carlos - Esmeralda y San Lorenzo - Esmeralda 220 kV, **nuevo transformador 220/115 kV en Salamina de 150 MVA y repotenciación del enlace Salamina – Irra 115 kV a 500 A**

Escenarios de máxima generación en el área

Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV.

Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV. Salamina - Irra 115 kV de 500 A.

Reconfiguración de un circuito de Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV y Salamina - Irra 115 kV de 500 A. Sin Despacho Ituango.

Demanda mínima

CNO
Salamina – Irra 115 kV > 120%
N-1 TRF San Carlos < 70%

CNO
Salamina – Irra 115 kV < 50%
N-1 TRF San Carlos < 70%

CNO
Salamina – Irra 115 kV < 50%
N-1 TRF San Carlos > 90%

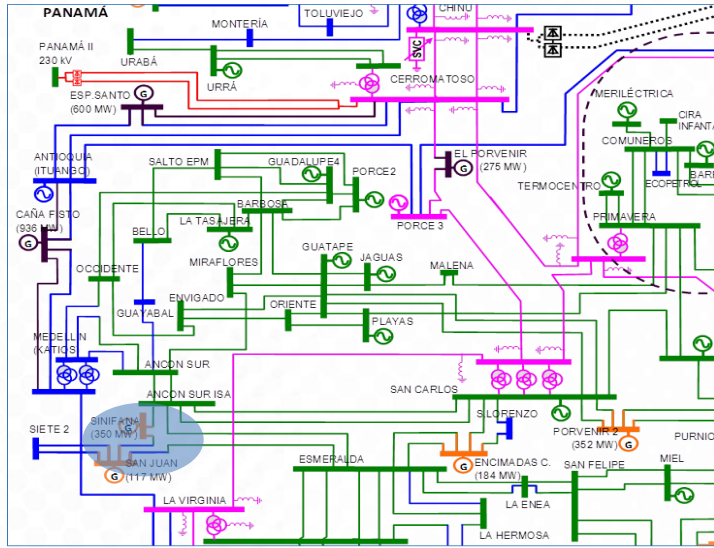
Demanda máxima

CNO
Salamina – Irra 115 kV > 120%
N-1 TRF San Carlos < 70%

CNO
Salamina – Irra 115 kV < 50%
N-1 TRF San Carlos < 70%

CNO
Salamina – Irra 115 kV < 50%
N-1 TRF San Carlos > 80%

Rio San Juan – 117.5 MW – Análisis 3



Nueva Subestación Hispania 220 kV.
 Se alimenta mediante el seccionamiento del circuitos Anconsur – El Nuevo Siete 220 kV, y El Nuevo Siete – Esmeralda 220 kV.

Escenarios de máxima generación en el área

Reconfiguración de los circuitos de Esmeralda - El Siete 230 kV en Esmeralda - Hispania - El Siete 230 kV. Ancon Sur - El Siete 230 kV en Ancon Sur - Hispania - El Siete 230 kV

Reconfiguración de los circuitos de Esmeralda - El Siete 230 kV en Esmeralda - Hispania - El Siete 230 kV. Ancon Sur - El Siete 230 kV en Ancon Sur - Hispania - El Siete 230 kV Sin despacho de Ituango

Demanda mínima

Desempeño adecuado en condición normal.
 N-1 TRF San Carlos < 70%

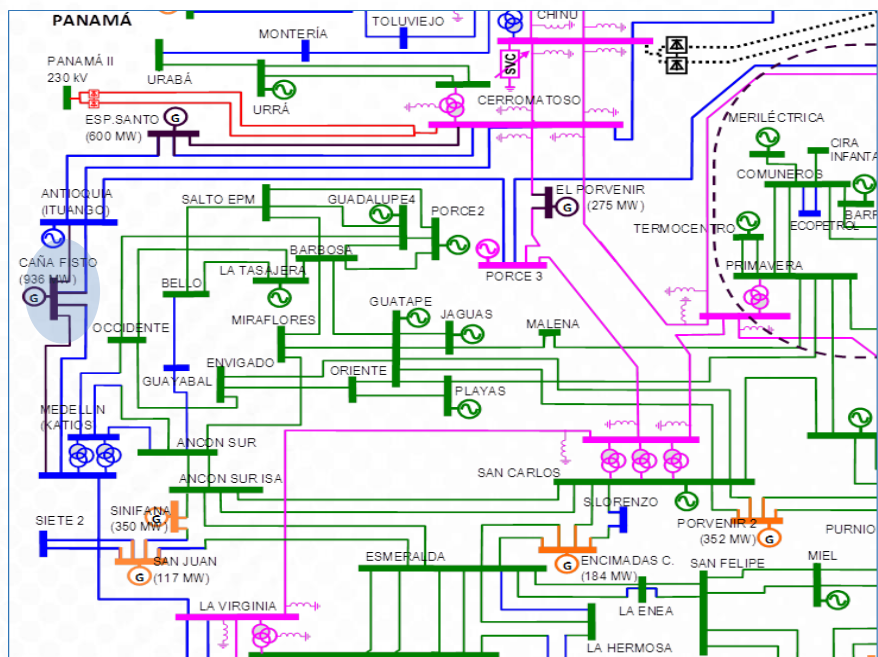
Desempeño adecuado en condición norma.
 N-1 TRF San Carlos > 85%

Demanda máxima

Desempeño adecuado en condición normal.
 N-1 TRF San Carlos < 70%

Desempeño adecuado en condición norma.
 N-1 TRF San Carlos > 80%

Cañafisto – 936 MW – Análisis 4



Conexión de Proyecto mediante 2 circuitos de 500 kV, Cañafisto - Antioquia y Cañafisto - Medellín 500 kV. Refuerzo, segundo enlace Medellín - Virginia 500 kV

Escenarios de máxima generación en el área

Nuevos circuitos:
Medellín - Cañafisto 500 kV
Medellín - La Virginia 500 kV
Cañafisto - Ituango 500 kV

Nuevos circuitos:
Medellín - Cañafisto 500 kV
Medellín - La Virginia 500 kV
Cañafisto - Ituango 500 kV
Sin despacho Ituango

Demanda mínima

Desempeño adecuado en condición normal.
 N-1 TRF San Carlos < 70%

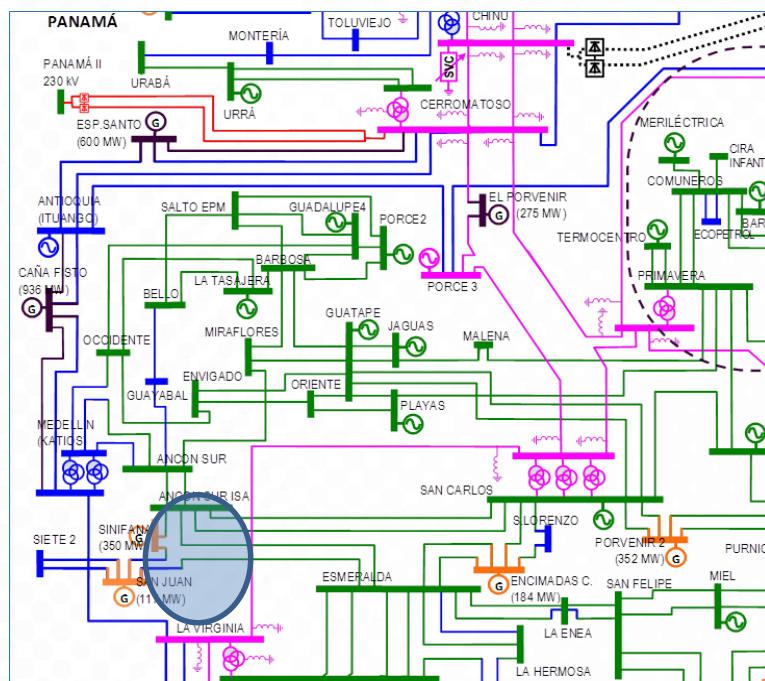
Desempeño adecuado en condición norma.
 N-1 TRF San Carlos > 85%

Demanda máxima

Desempeño adecuado en condición normal.
 N-1 TRF San Carlos < 70%

Desempeño adecuado en condición norma.
 N-1 TRF San Carlos > 80%

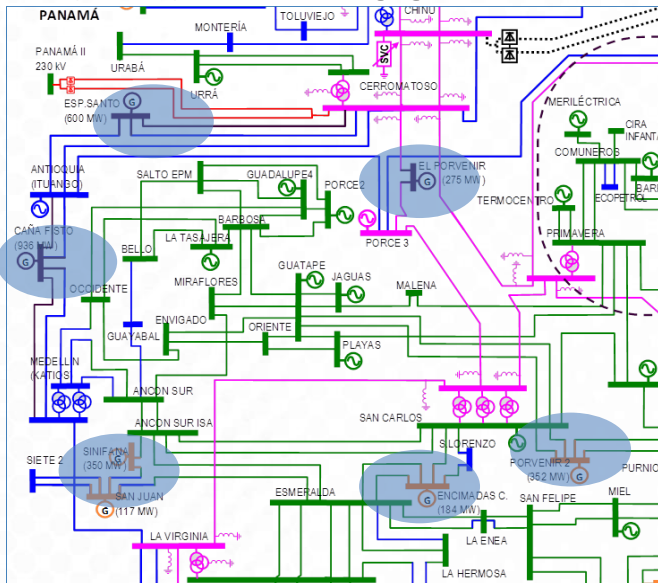
Termosinifaná – 350 MW – Análisis 6



Nueva Subestación 220 kV. Se alimenta mediante el seccionamiento del circuitos Anconsur - Esmeralda 220 kV, en Anconsur – Termosinifaná - Esmeralda 220 kV y conexión en Hispania 220 kV

Escenarios de máxima generación en el área	Reconfiguración del circuito de El Siete - Anconsur 230 kV en El Siete - Termosinifaná - Anconsur 230 kV	Conexión S/E Hispania 230 kV Sin despacho ituango	Conexión S/E Hispania 230 kV Sin despacho ituango
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos > 85%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos < 70%	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos > 80%

Porvenir 2 352 MW – Análisis 8



Con las Plantas Esp. Santo, Cañafisto, Encimada - Cañaverál, Porvenir II, San Juan, El Porvenir, Termosinifana

Escenarios de máxima generación en al área

Reconfiguración de los circuito de San Carlos - Purnio 230 kV en San Carlos - Porvenir II - Purnio 230 kV – Sin Ituango

Conexión Porvenir II en San Carlos 230 kV – Sin Ituango

Conexión Porvenir II en San Carlos 500 kV – Sin Ituango

Demanda mínima

Desempeño adecuado en condición normal.
TRF San Carlos >80%
N-1 TRF San Carlos > 109,6%

Desempeño adecuado en condición normal.
TRF San Carlos >80%
N-1 TRF San Carlos > 109,6%

Desempeño adecuado en condición normal.
TRF San carlos <70 %
N-1 TRF San Carlos > 84,9%

Demanda máxima

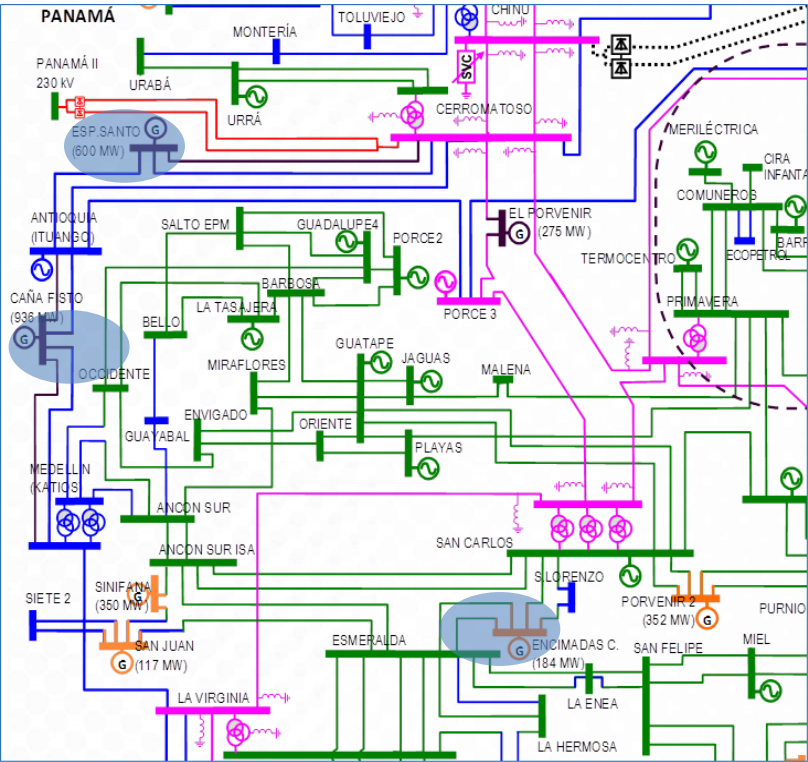
Desempeño adecuado en condición normal.
TRF San Carlos >80%
N-1 TRF San Carlos > 109,6%

Desempeño adecuado en condición normal.
TRF San Carlos >80%
N-1 TRF San Carlos > 109,6%

Desempeño adecuado en condición normal.
TRF San carlos <70 %
N-1 TRF San Carlos > 84,9%

1720 MW – Análisis 9

Con las Plantas Esp. Santo, Cañafisto, Encimada - Cañaveral,



Escenarios de máxima generación en al área

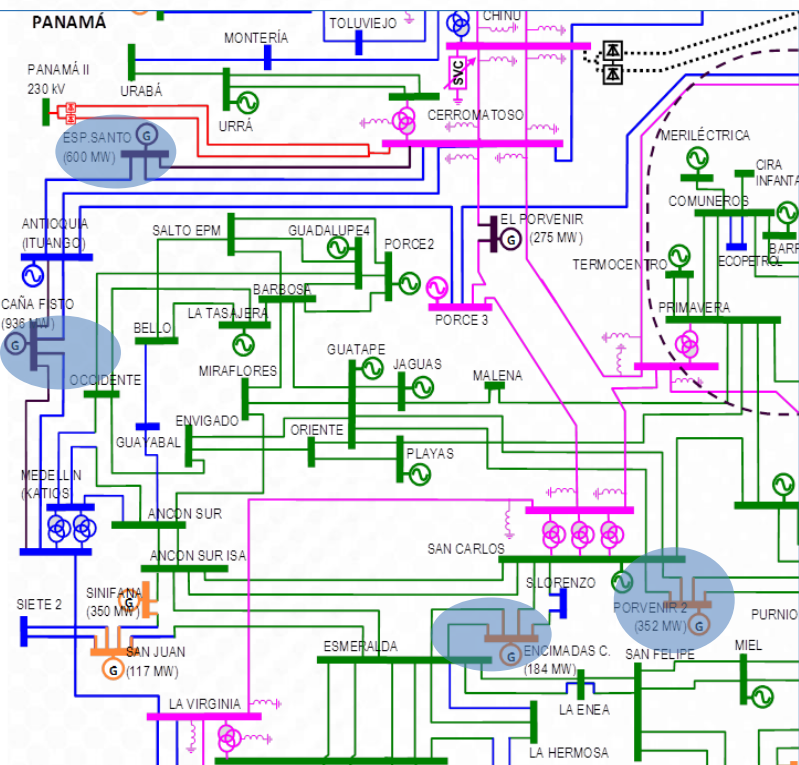
Nuevos circuitos:
 Medellín - Cañafisto 500 kV
 Cañafisto - Ituango 500 kV
 Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV
 Reconfiguración:
 Ituango - Cerromatoso 500 kV
 Ituango - Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV
 Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en
 Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV.
Sin despacho Ituango

Nuevos circuitos:
 Medellín - Cañafisto 500 kV
 Cañafisto - Ituango 500 kV
 Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV
 Reconfiguración:
 Ituango - Cerromatoso 500 kV
 Ituango - Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV
 Esmeralda - San Lorenzo 230 kV en
 Esmeralda - Salamina - San Lorenzo 230 kV.
con despacho Ituango

Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos > 90%	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos > 70%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos > 90%	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos > 70%

2096 MW – Análisis 10

Con las Plantas Esp. Santo, Cañafisto, Encimada - Cañaveral, Porvenir II



Escenarios de máxima generación en el área

Nuevos circuitos:
 Medellín - Cañafisto 500 kV
 Cañafisto - Ituango 500 kV
 Esp. Santo - Cerrromatoso 500 kV
Reconfiguración:
 Ituango - Cerrromatoso 500 kV
 Ituango - Esp. Santo - Cerrromatoso 500 kV
 Purnio - San Carlos 230 kV en Purnio - Porvenir II - San Carlos 230 kV

Nuevos circuitos:
 Medellín - Cañafisto 500 kV
 Medellín - La Virginia 500 kV
 Cañafisto - Ituango 500 kV
Reconfiguración del circuito
 Medellín - Ituango 500 kV en Medellín - Cañafisto - Ituango 500 kV – Con Porvenir en 500 kV

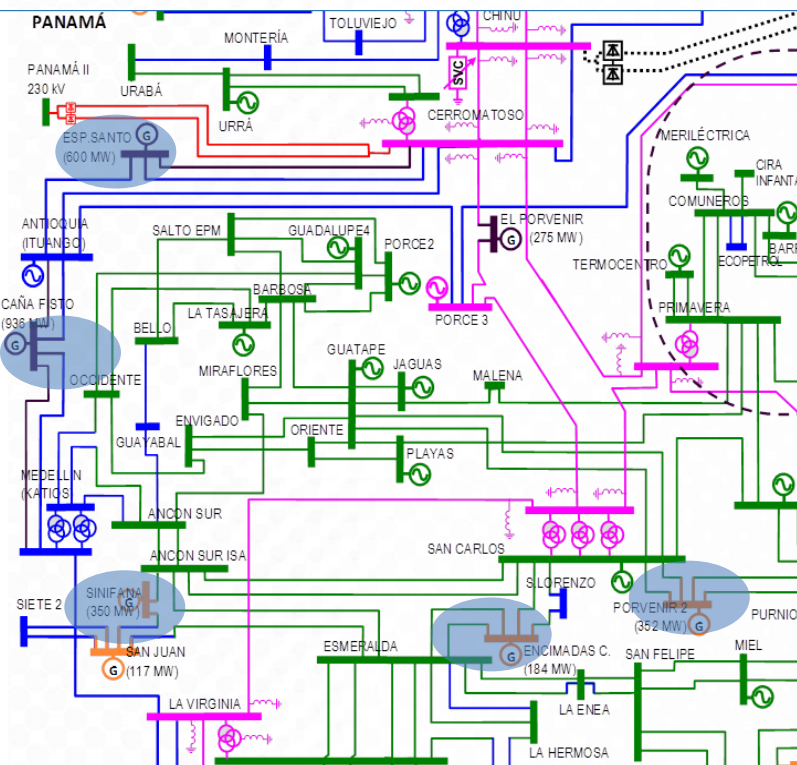
Nuevos circuitos:
 Medellín - Cañafisto 500 kV
 Medellín - La Virginia 500 kV
 Cañafisto - Ituango 500 kV
Reconfiguración del circuito
 Medellín - Ituango 500 kV en Medellín - Cañafisto - Ituango 500 kV.
 Purnio - San Carlos 230 kV en Purnio - Porvenir II - San Carlos 230 kV
Sin despacho
 Ituango

Nuevos circuitos:
 Medellín - Cañafisto 500 kV
 Medellín - La Virginia 500 kV
 Cañafisto - Ituango 500 kV
Reconfiguración del circuito
 Medellín - Ituango 500 kV en Medellín - Cañafisto - Ituango 500 kV.
Conexión
 Porvenir II a 500 kV
Sin despacho
 Ituango

Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San - TRF San Carlos > 100% Desempeño	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San - TRF San Carlos > 70%	Desempeño adecuado en condición normal (TRF San Carlos > 80%). N-1 TRF San - TRF San Carlos > 100% Desempeño	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San - TRF San Carlos > 70%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San - TRF San Carlos > 100% Desempeño	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos > 70%	Desempeño adecuado en condición normal (TRF San Carlos > 80%). N-1 TRF San - TRF San Carlos > 100% Desempeño	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San - TRF San Carlos > 70%

2213 MW – Análisis 11

Esp. Santo, Cañafisto, Encimada - Cañaveral, Porvenir II y Rio San Juan ,



Escenarios de máxima generación en el área

Nuevos circuitos:
 Medellín - Cañafisto 500 kV
 Cañafisto - Ituango 500 kV
 Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV
Reconfiguración del circuito:
 Ituango - Cerromatoso 500 kV
 Ituango - Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV
 Purnio - San Carlos 230 kV en
 Purnio - Porvenir II - San Carlos 230 kV

Nuevos circuitos:
 Medellín - Cañafisto 500 kV
 Medellín - La Virginia 500 kV
 Cañafisto - Ituango 500 kV
Reconfiguración del circuito
 Medellín - Ituango 500 kV en
 Medellín - Cañafisto - Ituango 500 kV.- Con
 Porvenir en 500 kV

Nuevos circuitos:
Medellín - Cañafisto 500 kV
Medellín - La Virginia 500 kV
Cañafisto - Ituango 500 kV
Reconfiguración del circuito
Medellín - Ituango 500 kV en
Medellín - Cañafisto - Ituango 500 kV.
Purnio - San Carlos 230 kV en
Purnio - Porvenir II - San Carlos 230 kV
Sin despacho
Ituango

Nuevos circuitos:
Medellín - Cañafisto 500 kV
Medellín - La Virginia 500 kV
Cañafisto - Ituango 500 kV
Reconfiguración del circuito
Medellín - Ituango 500 kV en
Medellín - Cañafisto - Ituango 500 kV.
Conexión Porvenir II a 500 kV
Sin despacho
Ituango

Demanda mínima

Desempeño adecuado en condición normal.
 N-1 TRF San - TRF San Carlos > 70%

Desempeño adecuado en condición normal.
 N-1 TRF San - TRF San Carlos > 70%

Desempeño adecuado en condición normal (TRF San Carlos > 80%).
 N-1 TRF San - TRF San Carlos > 100%
Desempeño

Desempeño adecuado en condición normal.
 N-1 TRF San - TRF San Carlos > 70%

Demanda máxima

Desempeño adecuado en condición normal.
 N-1 TRF San Carlos > 70%

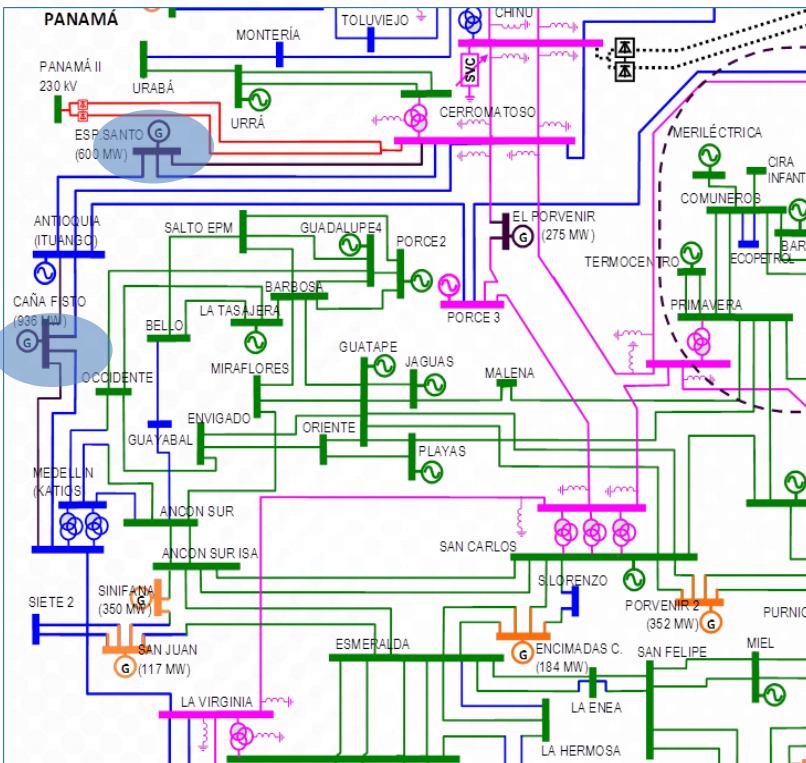
Desempeño adecuado en condición normal.
 N-1 TRF San Carlos > 70%

Desempeño adecuado en condición normal (TRF San Carlos > 80%).
 N-1 TRF San - TRF San Carlos > 100%
Desempeño

Desempeño adecuado en condición normal.
 N-1 TRF San - TRF San Carlos > 70%

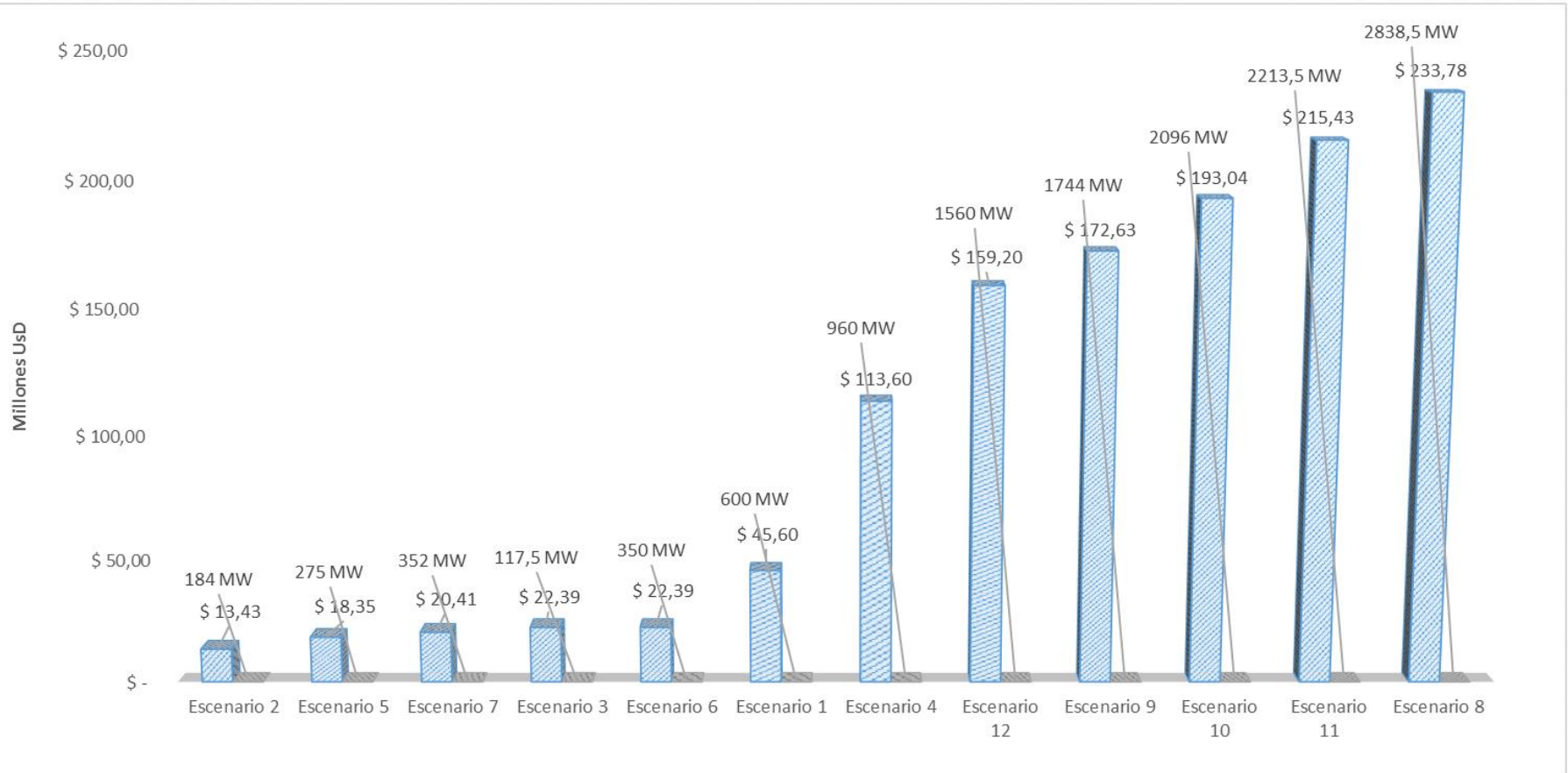
1560 MW – Análisis 12

Esp. Santo y Cañafisto



Escenarios de máxima generación en el área	Nuevos circuitos: Medellin - Cañafisto 500 kV Cañafisto - Ituango 500 kV Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV Reconfiguración: Ituango - Cerromatoso 500 kV Ituango - Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV	Nuevos circuitos: Medellin - Cañafisto 500 kV Cañafisto - Ituango 500 kV Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV Reconfiguración: Ituango - Cerromatoso 500 kV Ituango - Esp. Santo - Cerromatoso 500 kV Sin Despacho Ituango
Demanda mínima	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San - TRF San Carlos > 60%	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San - TRF San Carlos > 60%
Demanda máxima	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos > 70%	Desempeño adecuado en condición normal. N-1 TRF San Carlos > 90%

Costos Alternativas



AGENDA

- Supuestos
- Obras STN
 - Obras Santander
 - Obras Casanare - Arauca
- Análisis Medida de Mitigación Costa Caribe STN
- Análisis Expansión Generación Antioquia – CQR
- **Impacto Conexión demandas Oriental**
- Planeación de Largo Plazo
- Análisis de los STRs

Solicitudes de carga

Conexión a reforma

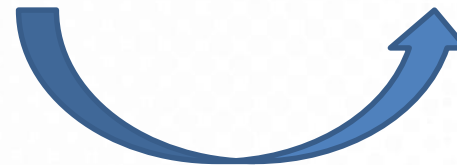
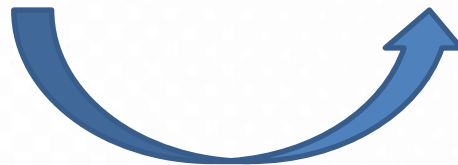
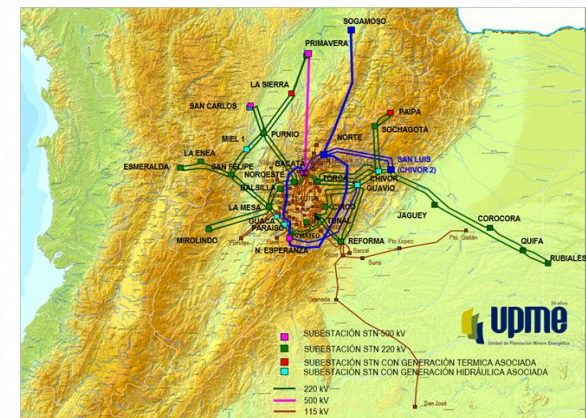
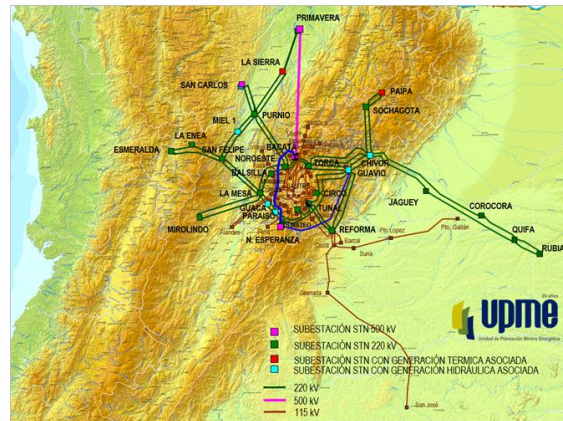
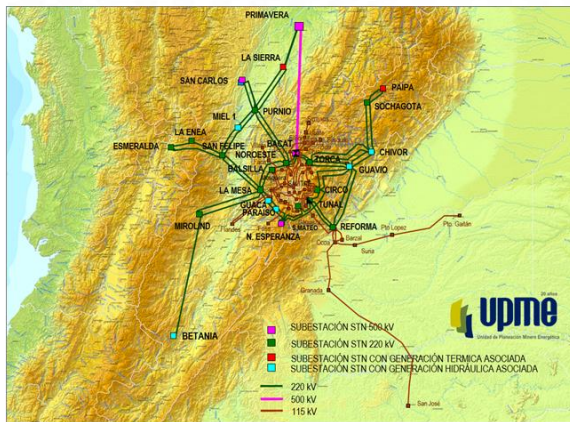
AÑO	Capacidad MW (Totales)
2016	180.3
2017	191.8
2018	200.4
2019	206.0
2020	207.5
2021	209.0
2025	209.0

Conexión a chivor / Chivor 2

AÑO	Capacidad MW (Totales)
2015	192
2016	280
2018	280
2020	280

Conexión a Chivor 2

AÑO	Capacidad MW (Totales)
2018	356
2020	356



Escenarios de Análisis

2016 - 2018

PROYECTO	EN OPERACIÓN				
	Esc1	Esc2	Esc3	Esc4	Esc5
Nueva Esperanza EPM (STN)	No	No	Si	Si	Si
Nueva Esperanza Codensa (STR)	No	No	Si	Si	Si
Norte 230 kV (STN)	No	Si	No	Si	Si
Norte 115 kV (STR)	No	No	No	Si	Si
Sogamoso - Norte - N Esperanza 500 kV	No	No	No	No	Si

2020 - 2021

Escenario Analizado	EN OPERACIÓN	
	Esc 6	Esc 7
Nueva Esperanza EPM (STN)	Si	Si
Nueva Esperanza Codensa (STR)	Si	Si
Norte 230 kV (STN)	Si	Si
Norte 115 kV (STR)	Si	Si
Sogamoso - Norte - N Esperanza 500 kV (STN)	Si	Si
Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	No	Si

Análisis 1 – Desempeño 2016

	ESCENARIO 1 – Sin proyectos	ESCENARIO 2 – Con Norte	ESCENARIO 3 – Con Nueva Esperanza y Norte
Carga PEL en la S/E Chivor II [MW]	192	192	192
Carga Ecopetrol en la S/E Reforma [MW] – San Fernando	180	180	180
Carga Ecopetrol en la S/E Chivor II [MW]	0	0	0
Unidades Equivalentes	15	13	13
Observación	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 195 MVar	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 180 MVar	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 195 MVar

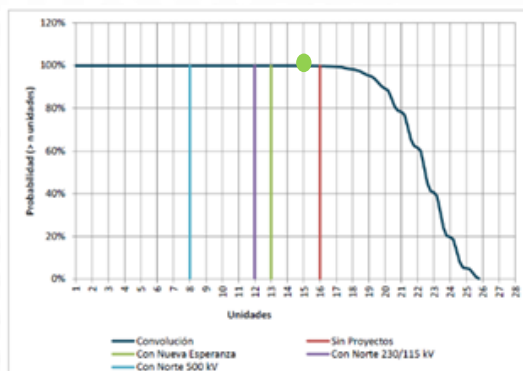


Figura 7-15. Convolución unidades Oriental (1H mayo de 2016)

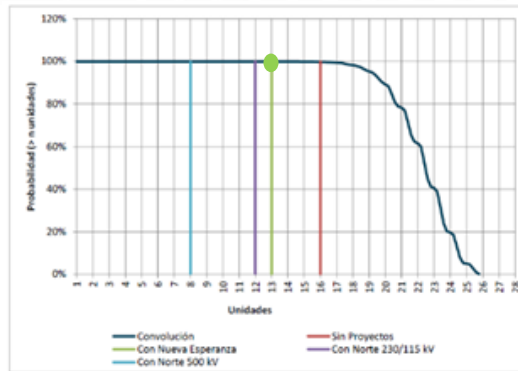


Figura 7-15. Convolución unidades Oriental (1H mayo de 2016)

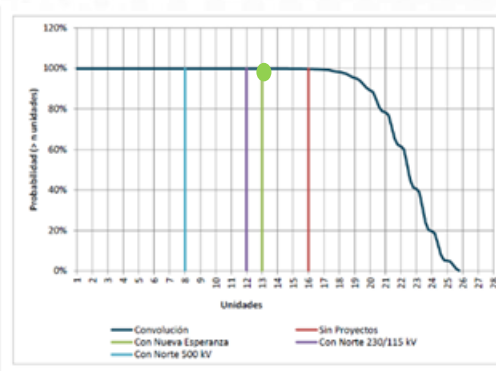


Figura 7-15. Convolución unidades Oriental (1H mayo de 2016)

Análisis 2 – Desempeño 2016

	ESCENARIO 1 – Sin Proyectos	ESCENARIO 2 – Con Norte	ESCENARIO 3 – Con Nueva Esperanza
Carga PEL en la S/E Chivor II [MW]	280	280	280
Carga Ecopetrol en la S/E Reforma [MW] – San Fernando	208	208	208
Carga Ecopetrol en la S/E Chivor II [MW]	0	0	0
Unidades Equivalentes	17/18	15	14
Observación	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 185 MVar Purnio - Noroeste 220 kV > 70%	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 185 MVar Purnio - Noroeste 220 kV > 70%	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 185 MVar Purnio - Noroeste 220 kV > 80%

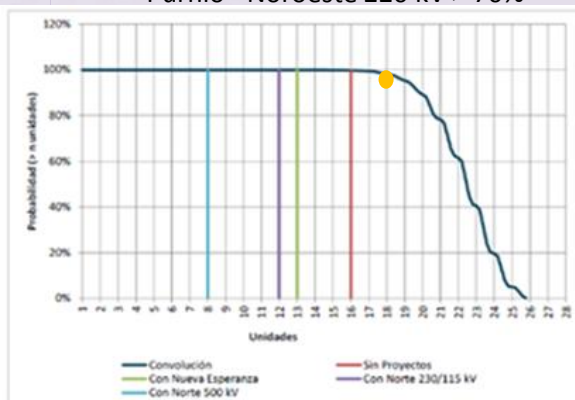


Figura 7-15. Convolución unidades Oriental (1H mayo de 2016)



Figura 7-15. Convolución unidades Oriental (1H mayo de 2016)

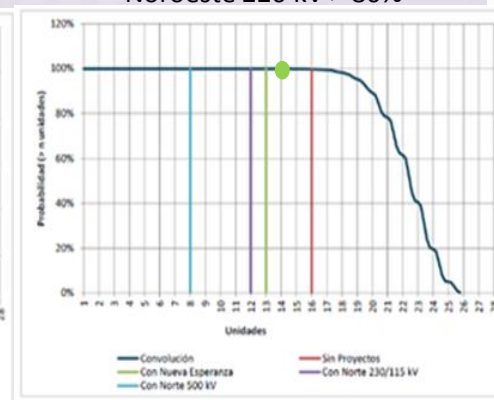


Figura 7-15. Convolución unidades Oriental (1H mayo de 2016)

Análisis 3 – Desempeño 2016

ESCENARIO 4 – Con Norte y Nueva Esperanza	
Carga PEL en la S/E Chivor II [MW]	280
Carga Ecopetrol en la S/E Reforma [MW] – San Fernando	208
Unidades Equivalentes	13

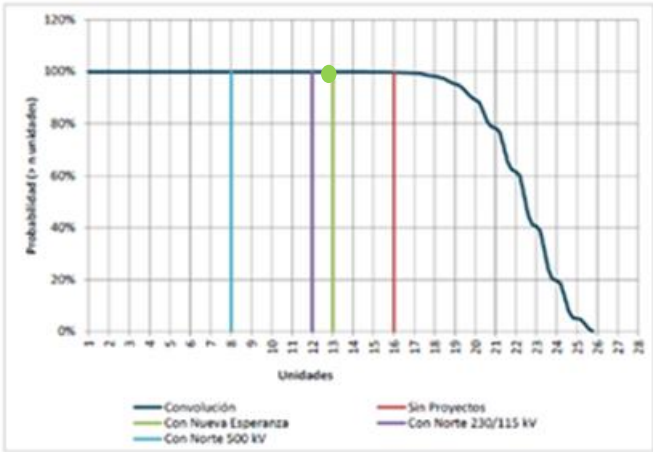


Figura 7-15. Convulsión unidades Oriental (1H mayo de 2016)

Análisis 4 – Desempeño 2018

	ESCENARIO 1 – Sin proyectos	ESCENARIO 2 – Con Norte	ESCENARIO 3 – Con Nueva Esperanza	ESCENARIO 4 – Con Norte y Nueva Esperanza
Carga PEL en la S/E Chivor II [MW]	280	280	280	280
Carga Ecopetrol en la S/E Chivor II [MW]	356	356	356	356
Carga Ecopetrol en la S/E Reforma [MW] – San Fernando	208	208	208	208
Unidades Equivalentes	26	22.6	25.2	16.3

Observación	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 215 MVAR	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 195 MVAR	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 195 MVAR	(N-1) Primavera - Bacatá 500kV STATCOM > 195 MVAR Purnio - Noroeste 220 kV
-------------	---	---	---	---

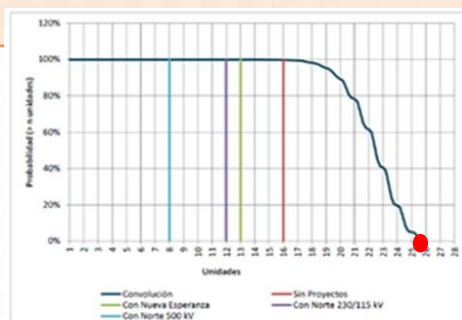


Figura 7-15. Convulsión unidades Oriental (1H mayo de 2016)

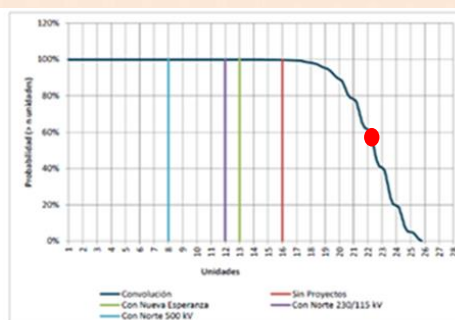


Figura 7-15. Convulsión unidades Oriental (1H mayo de 2016)

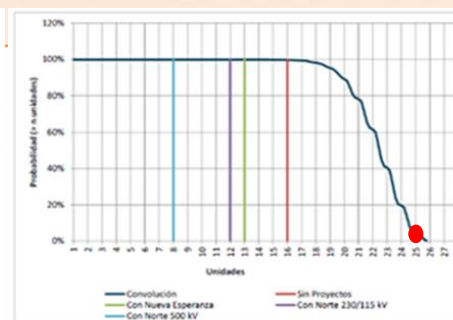


Figura 7-15. Convulsión unidades Oriental (1H mayo de 2016)

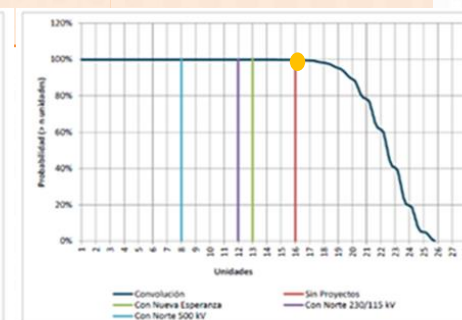


Figura 7-15. Convulsión unidades Oriental (1H mayo de 2016)

Análisis 4 – Desempeño 2018

ESCENARIO 5 – Con Norte y Nueva Esperanza y Sogamoso - Norte

Carga PEL en la S/E Chivor II [MW]	280
Carga Ecopetrol en la S/E Reforma [MW] – San Fernando	208
Carga Ecopetrol en la S/E Chivor II [MW]	356
Unidades Equivalentes	13

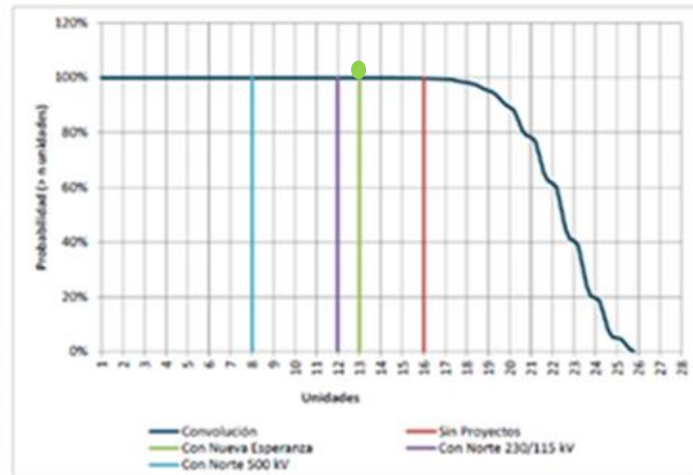
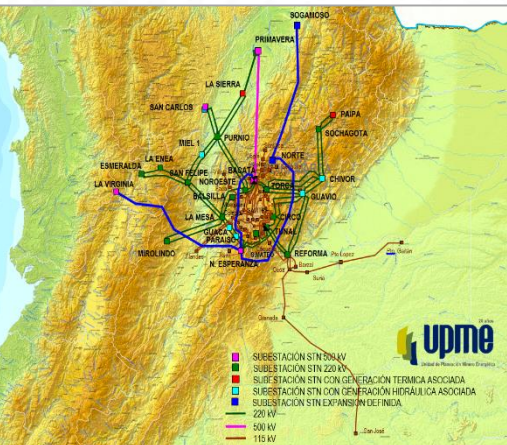


Figura 7-15. Convulsión unidades Oriental (1H mayo de 2016)

2020

2020 CON EXPANSIÓN COMPLETA Y TODAS LAS DEMANDAS (209 mw Reforma y 280 PEL y 356 Ecopetrol)



Unidades Equivalente	16
Riesgo de no contar con unidades	0

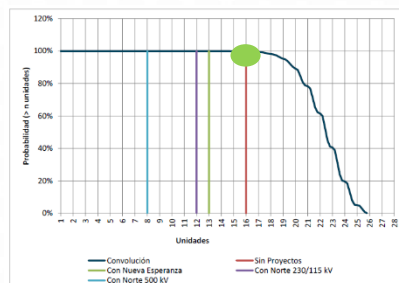
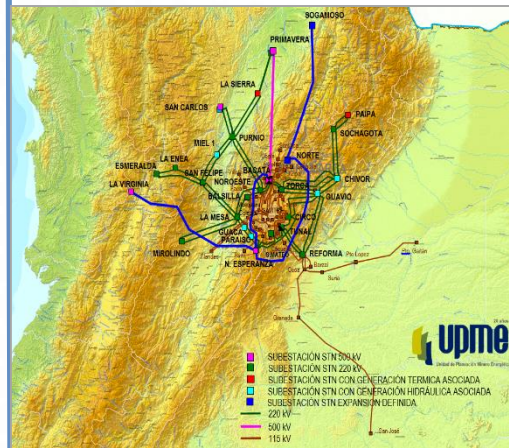


Figura 7-15. Convulsión unidades Oriental (1H mayo de 2016)

2020 CON EXPANSIÓN COMPLETA Y LAS DEMANDAS (209 mw Reforma y 280 PEL)



Unidades Equivalente	13
Riesgo de no contar con unidades	0

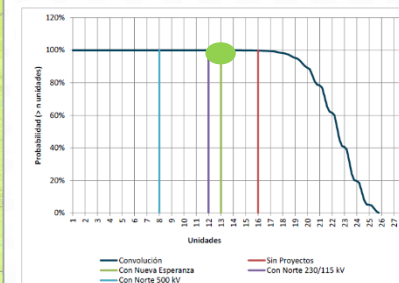
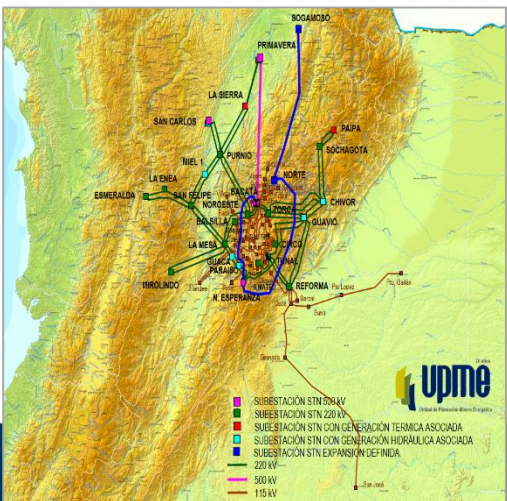


Figura 7-15. Convulsión unidades Oriental (1H mayo de 2016)

2020 SIN VIRGINA – NVA ESPERANZA Y TODAS LAS DEMANDAS (209 mw Reforma y 280 PEL y 356 Ecopetrol)



Unidades Equivalente	20
Riesgo de no contar con unidades	10% - Riesgo de desatención de demanda

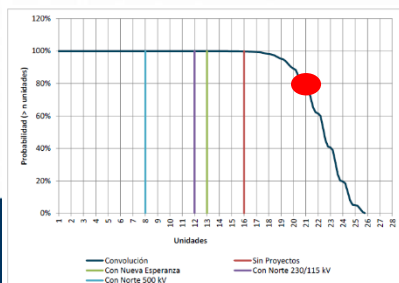
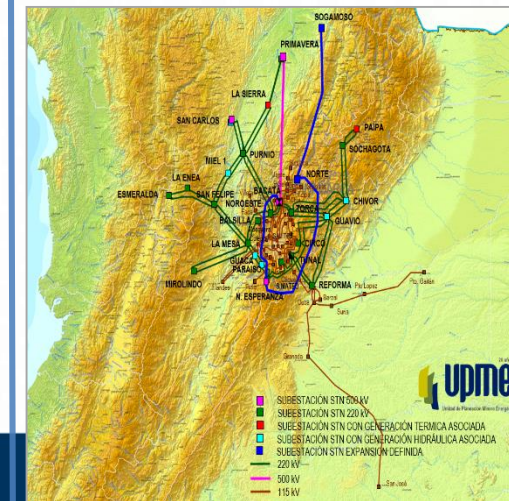


Figura 7-15. Convulsión unidades Oriental (1H mayo de 2016)

2020 SIN VIRGINA – NVA ESPERANZA Y LAS DEMANDAS (209 mw Reforma y 280 PEL)



Unidades Equivalente	17
Riesgo de no contar con unidades	1%

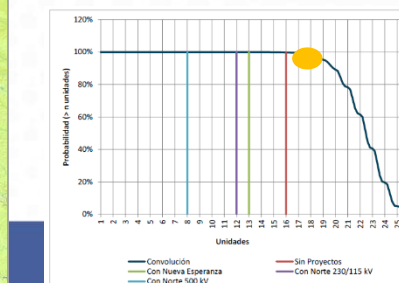
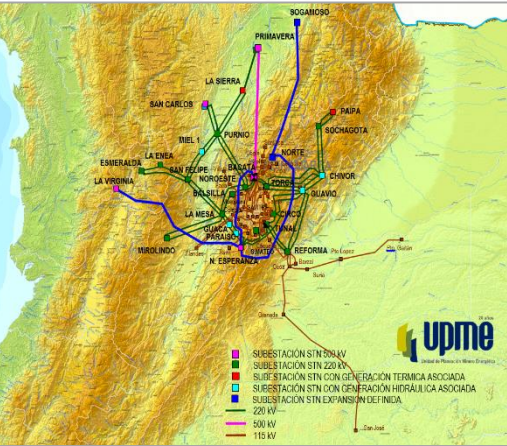


Figura 7-15. Convulsión unidades Oriental (1H mayo de 2016)

2021

2021 CON EXPANSIÓN COMPLETA Y TODAS LAS DEMANDAS (209 mw Reforma y 280 PEL y 356 Ecopetrol)



Unidades Equivalente	17
Riesgo de no contar con unidades	1%

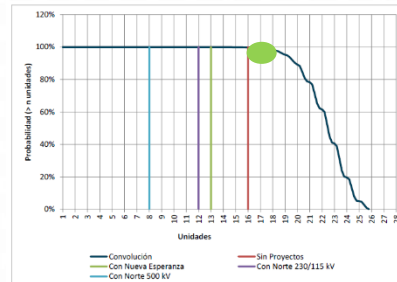
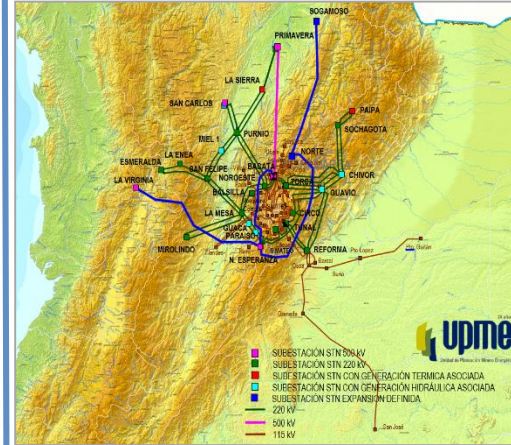


Figura 7-15. Convulsión unidades Oriental (1H mayo de 2016)

2021 CON EXPANSIÓN COMPLETA Y LAS DEMANDAS (209 mw Reforma y 280 PEL)



Unidades Equivalente	14
Riesgo de no contar con unidades	0

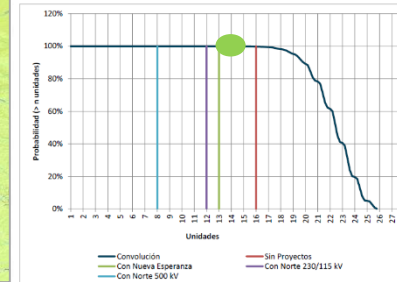
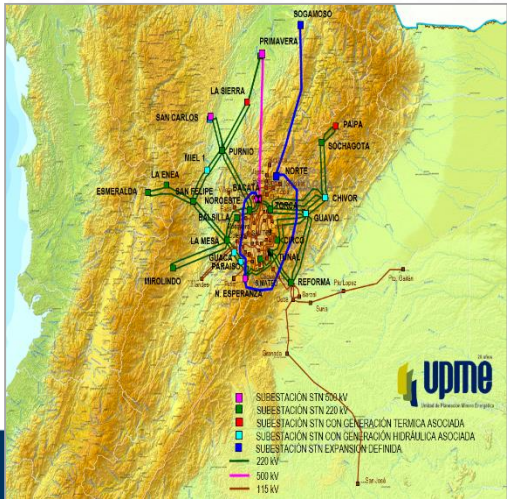


Figura 7-15. Convulsión unidades Oriental (1H mayo de 2016)

2021 SIN VIRGINA – NVA ESPERANZA Y TODAS LAS DEMANDAS (209 mw Reforma y 280 PEL y 356 Ecopetrol)



Unidades Equivalente	21
Riesgo de no contar con unidades	20% - Riesgo de desatención de demanda

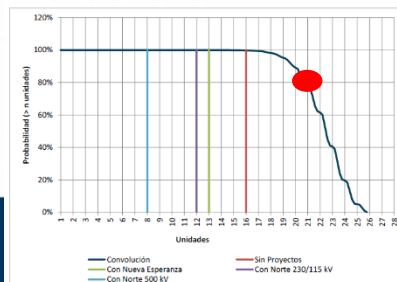
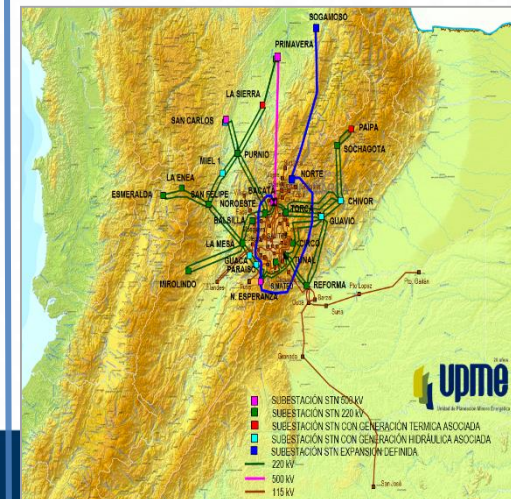


Figura 7-15. Convulsión unidades Oriental (1H mayo de 2016)

2021 SIN VIRGINA – NVA ESPERANZA Y LAS DEMANDAS (209 mw Reforma y 280 PEL)



Unidades Equivalente	18
Riesgo de no contar con unidades	2%

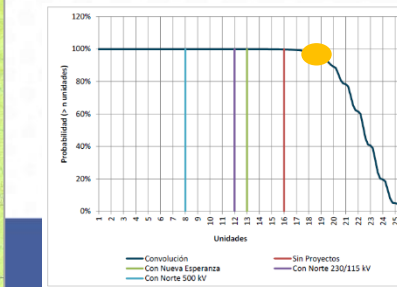


Figura 7-15. Convulsión unidades Oriental (1H mayo de 2016)

AGENDA

- Supuestos
- Obras STN
 - Obras Santander
 - Obras Casanare - Arauca
- Análisis Medida de Mitigación Costa Caribe STN
- Análisis Expansión Generación Antioquia – CQR
- Impacto Conexión demandas Oriental
- Planeación de Largo Plazo
- Análisis de los STRs

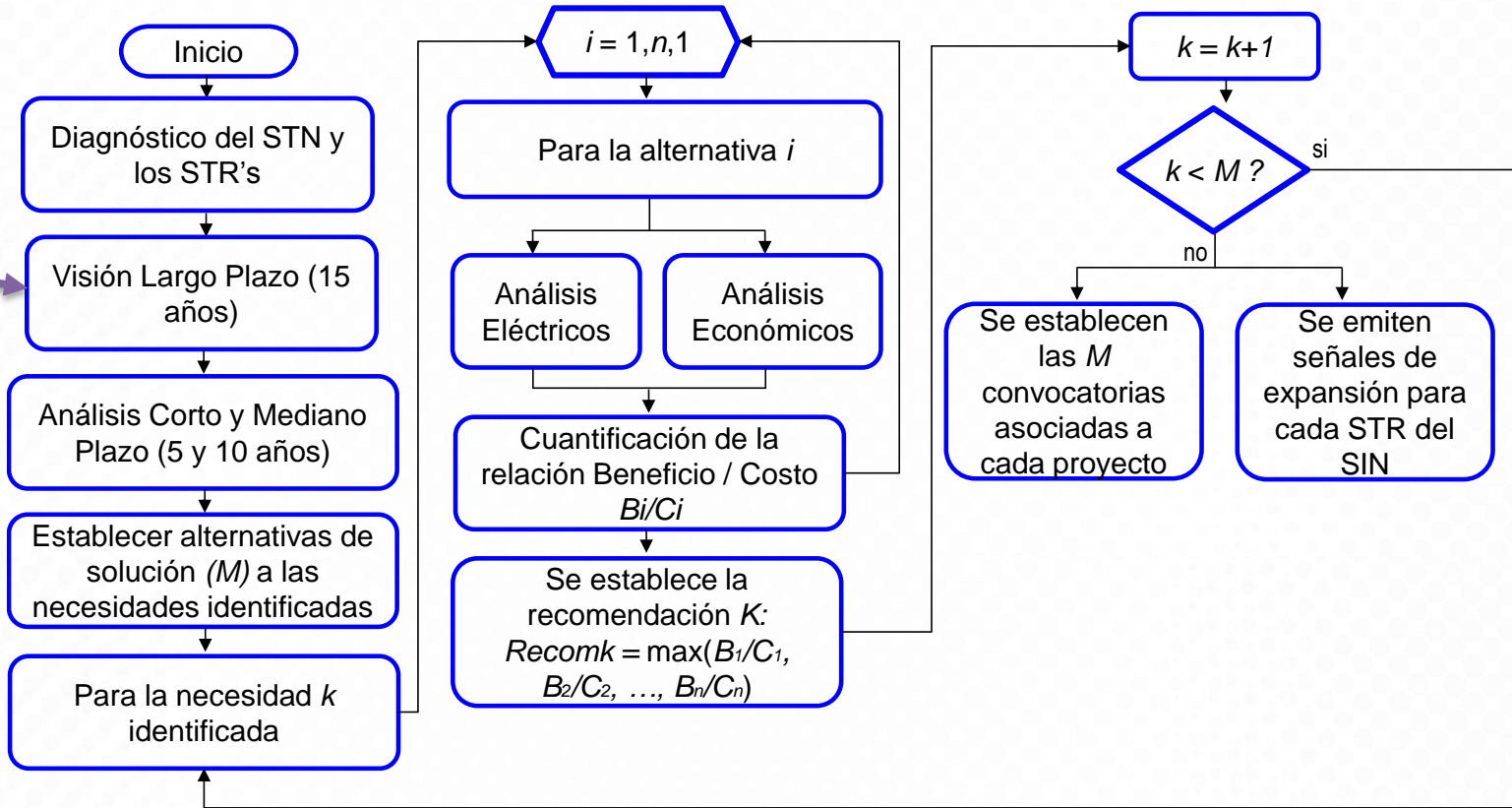
Planeación de Largo Plazo

- Aspectos Generales
- Objetivo del Planeamiento Largo Plazo
- Metodología General
- Caso Colombiano
- Resultados

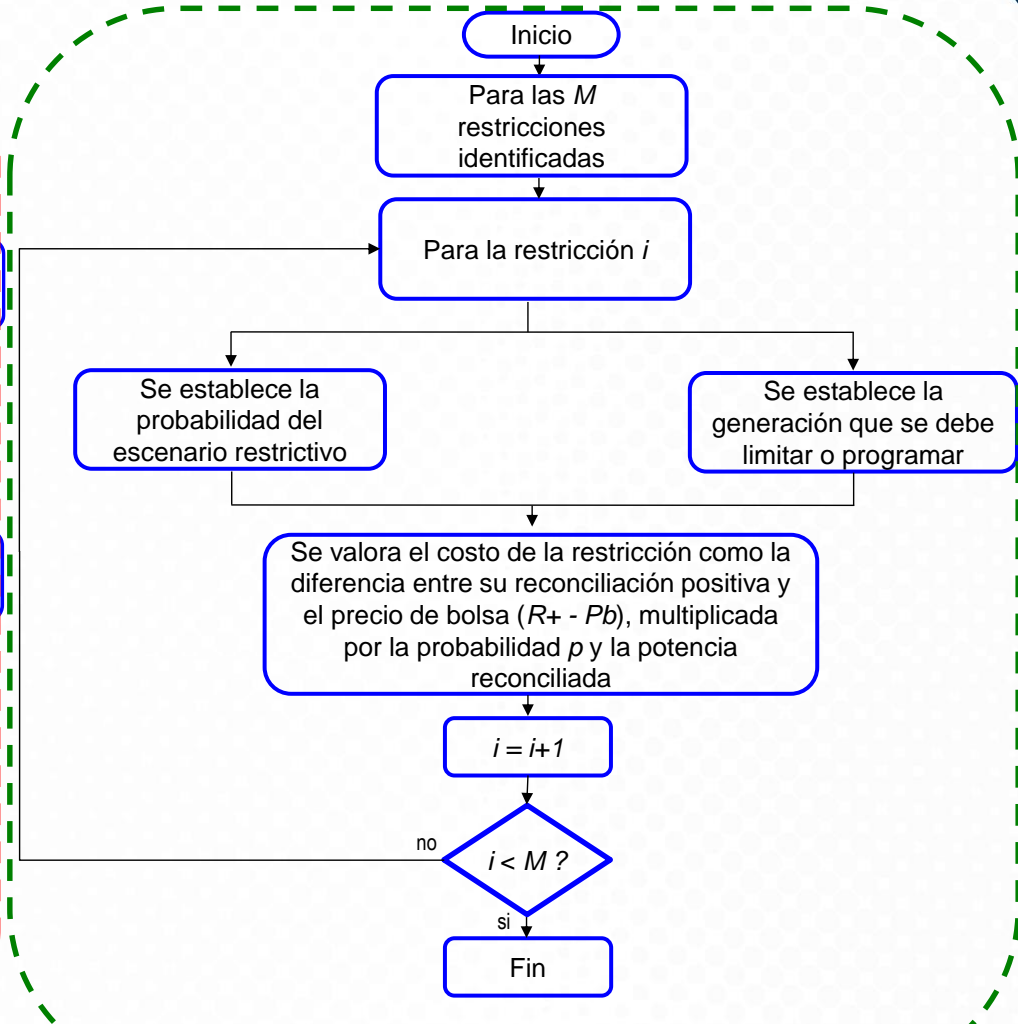
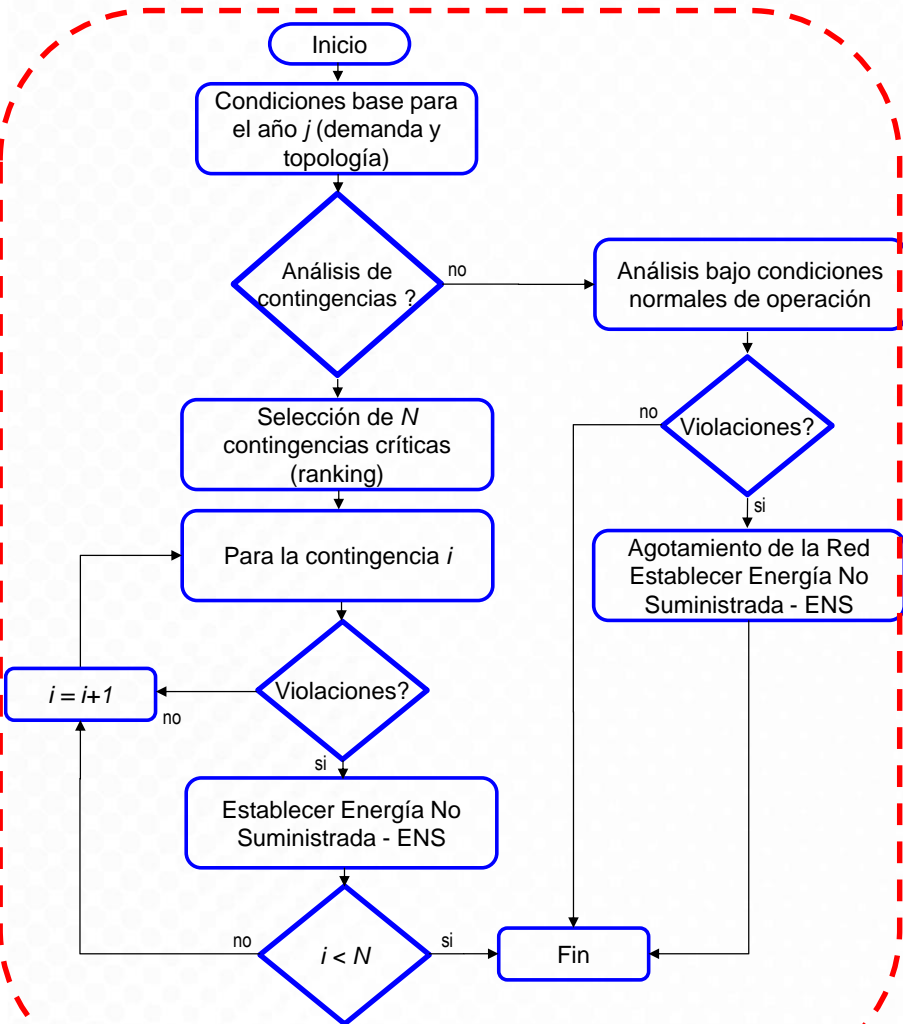
Planeación de Largo Plazo

- Aspectos Generales
- Objetivo del Planeamiento Largo Plazo
- Metodología General
- Caso Colombiano
- Resultados

Planeación de LP -Aspectos Generales



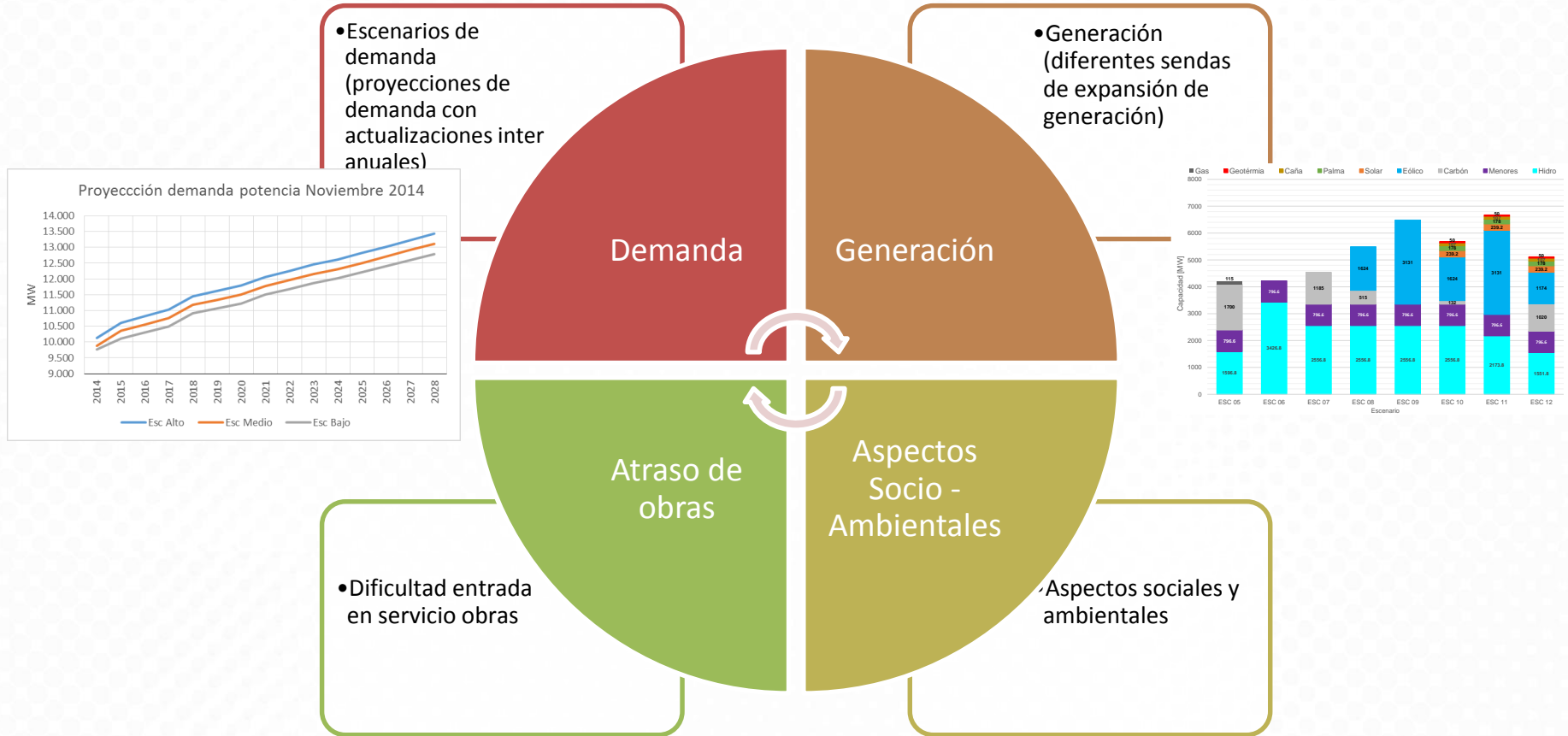
Planeación de LP - Aspectos Generales



Beneficios Confiability Eléctrica y Agotamiento de la Red.

Beneficios reducción de restricciones.

Planeación de LP – ASPECTOS A CONSIDERAR



Planeación de Largo Plazo

- Aspectos Generales
- **Objetivo del Planeamiento Largo Plazo**
- Metodología General
- Caso Colombiano
- Resultados

Objetivo – Planeamiento Largo Plazo



Atención confiable de la demanda y posibilidad de evacuación de la generación

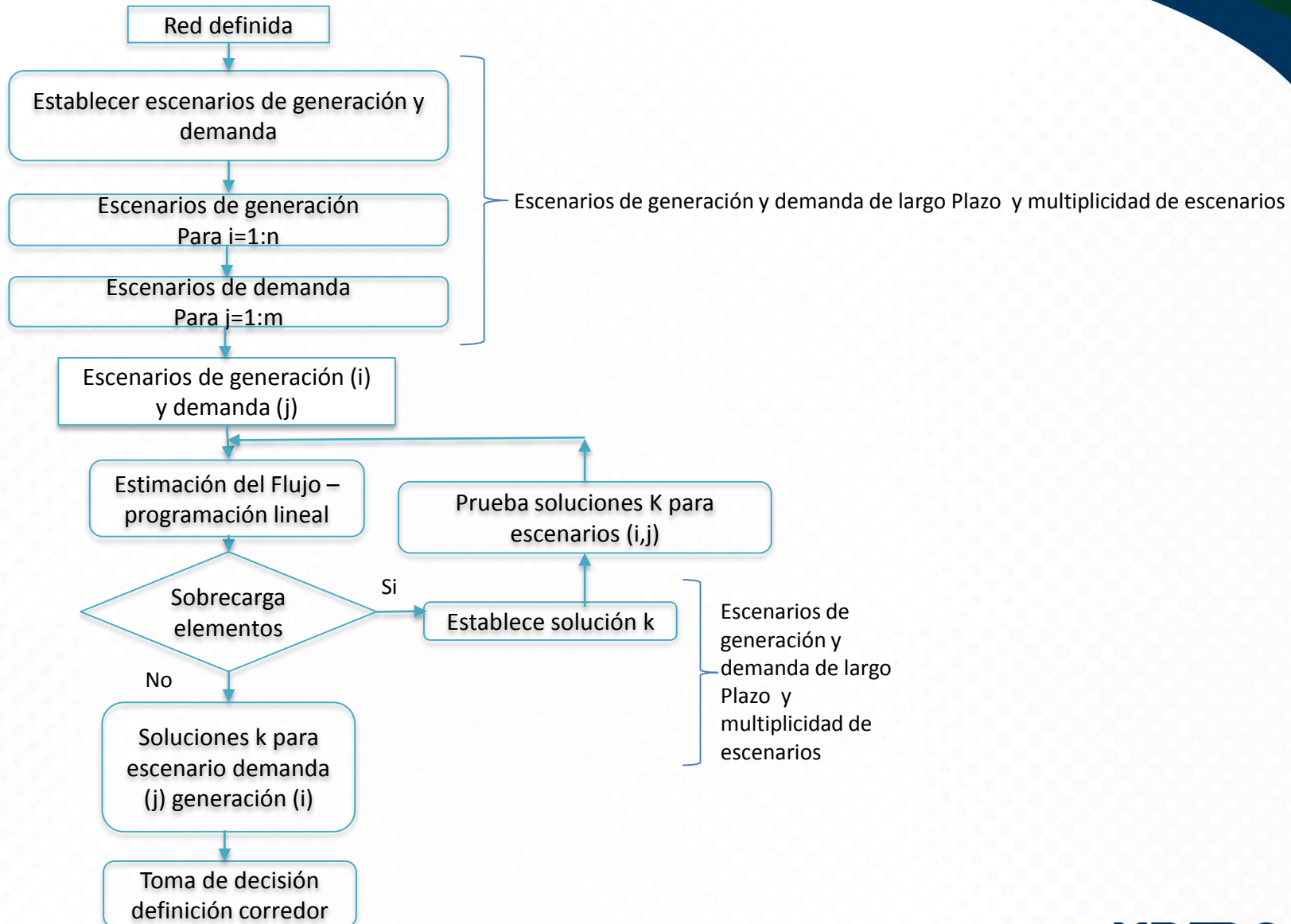
Reducir riesgo de ejecución
Contar con la obra a tiempo
Reducir costo para usuarios finales

Definir corredores en El largo plazo
Con décadas de antelación

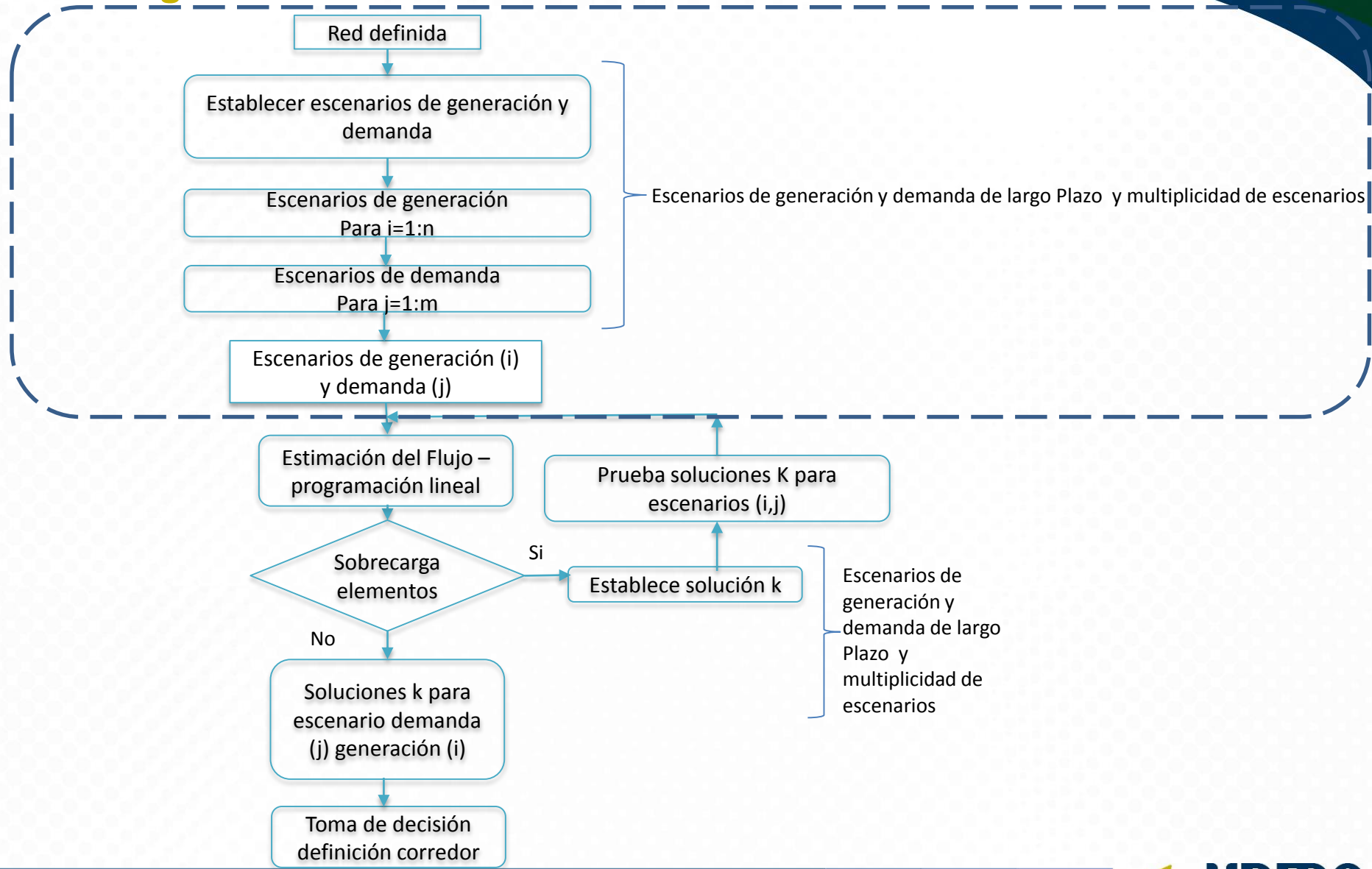
Planeación de Largo Plazo

- Aspectos Generales
- Objetivo del Planeamiento Largo Plazo
- **Metodología General**
- Caso Colombiano

Metodología General



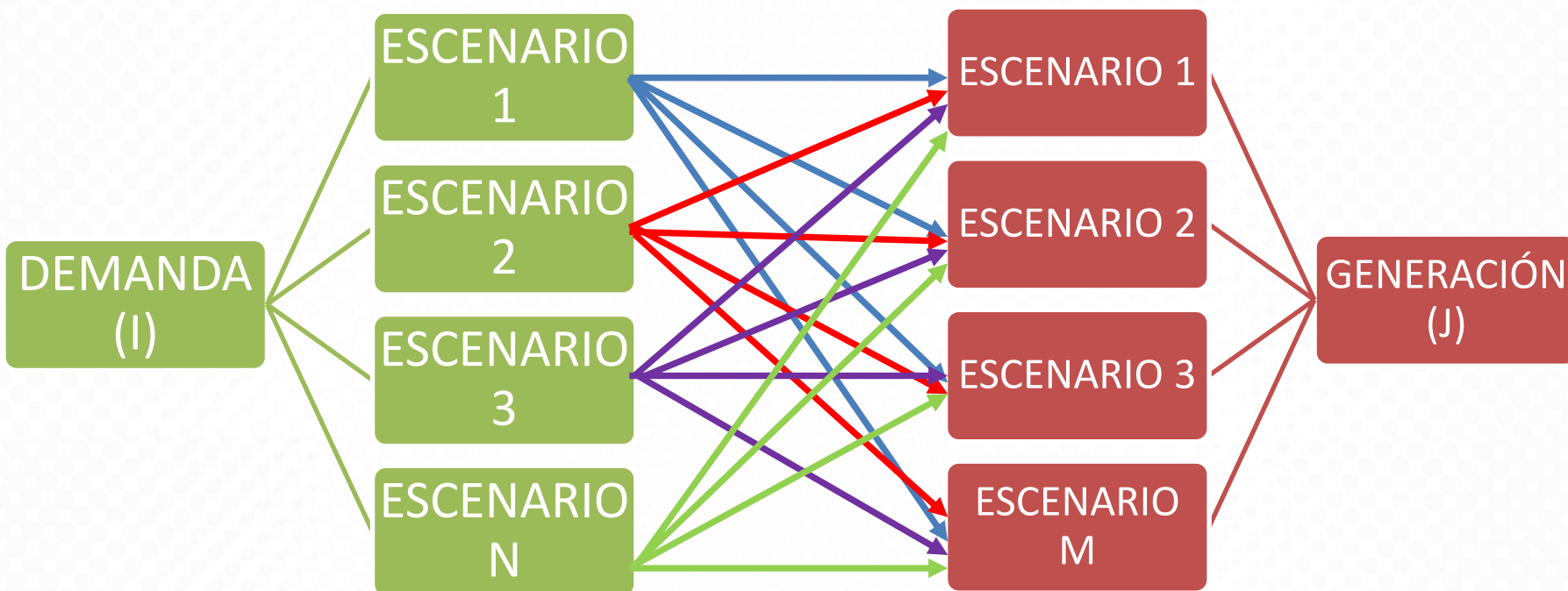
Metodología General



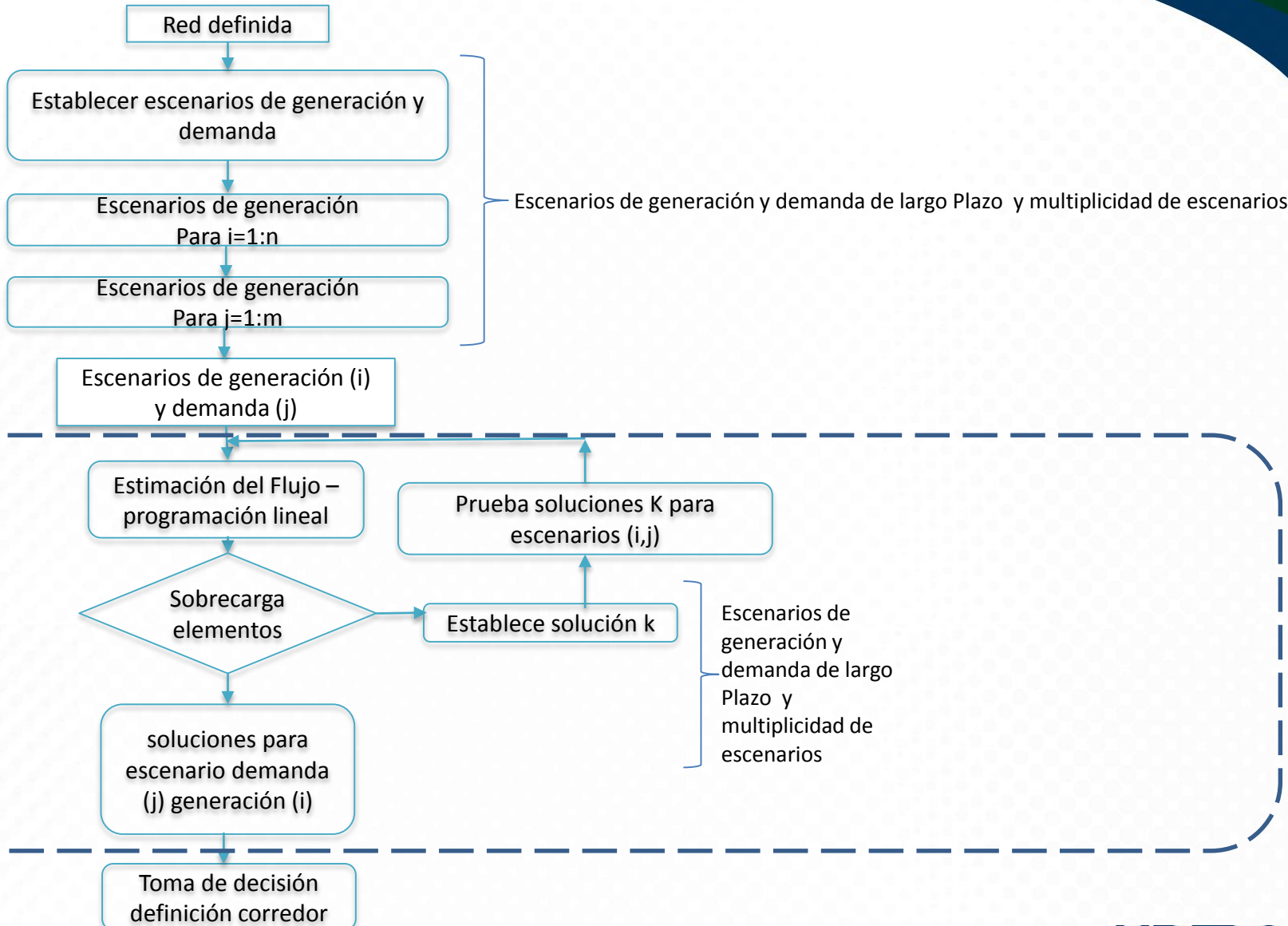
Metodología General

Es escenario de crecimiento de demanda, considerando escalones de crecimiento

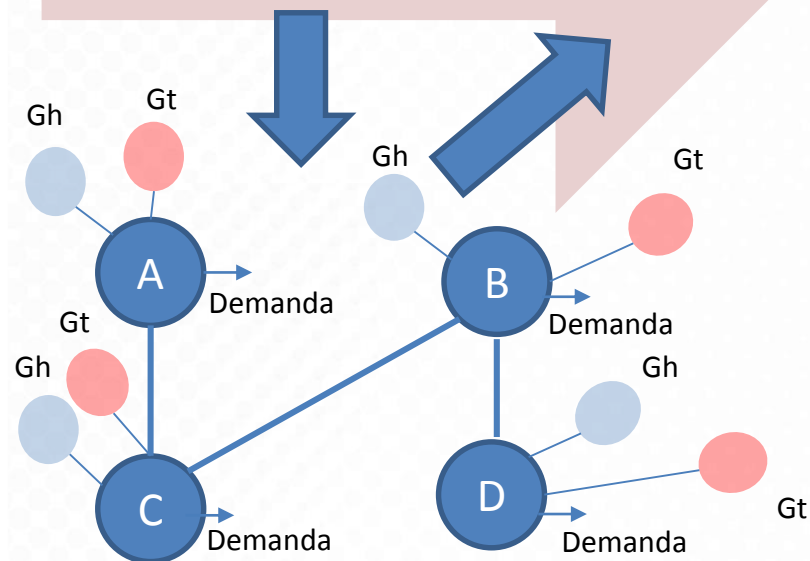
Es escenario de generación, considerando variaciones de despachos para la expansión posible



Metodología General

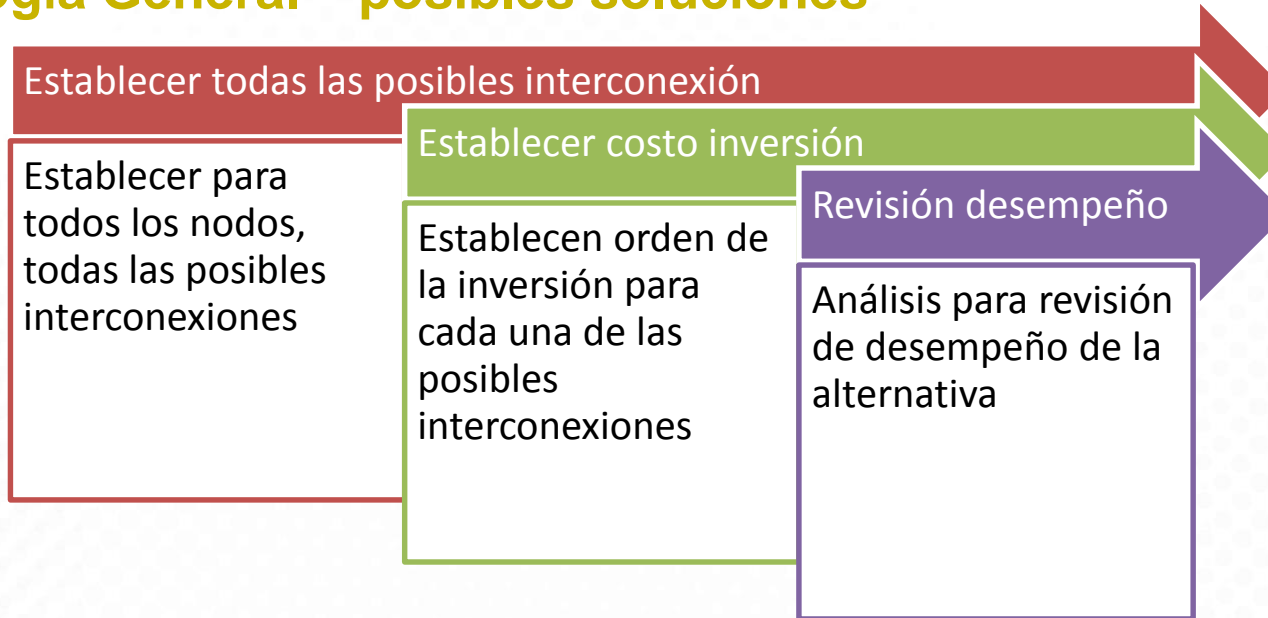


Metodología General – descomposición del problema

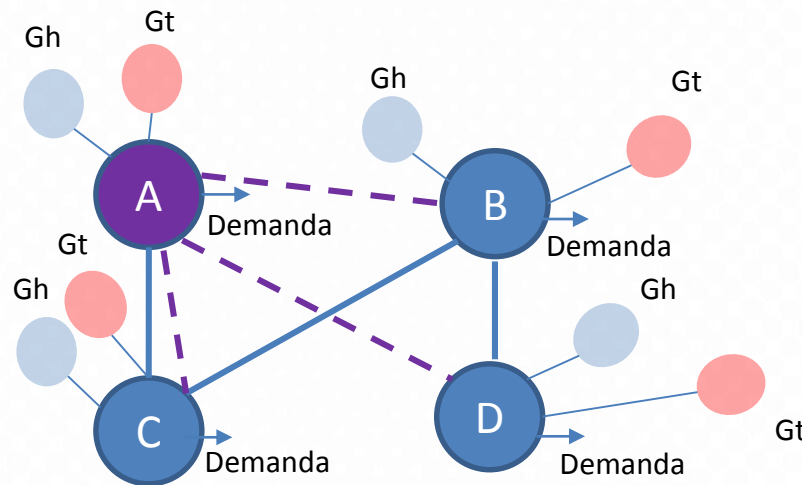


Escenarios analizados		
	Escenario Generación 1	Escenario Generación M
Escenario demanda 1	Análisis Condición normal y contingencia ... Identificación problemática	Análisis Condición normal y contingencia ... Identificación problemática
Escenario demanda 2	Análisis Condición normal y contingencia ... Identificación problemática	Análisis Condición normal y contingencia ... Identificación problemática
Escenario demanda 3	Análisis Condición normal y contingencia ... Identificación problemática	Análisis Condición normal y contingencia ... Identificación problemática
Escenario demanda N	Análisis Condición normal y contingencia ... Identificación problemática	Análisis Condición normal y contingencia ... Identificación problemática

Metodología General – posibles soluciones



Caso ejemplo



Metodología General - Modelo de optimización

$$G \geq D$$

$$Flujo(l) \leq Flujo \max(l)$$

$$Gen(g) \leq MAXGEN(g)$$

$$Gen(g) \geq MINGEN(g)$$

$$Flujo(i, j, l, c) = \sum_{G \in Generadores} Gen(i, j, l) + \sum_{l \in líneas} flu_{ori}(i, j, l) + \sum_{l \in líneas} flu_{des}(l, e, d, c) = \sum_{D \in Demanda} (i, j, l)$$

$\forall i, \forall j, \forall l, \forall c$

Donde:

i: Escenario de despacho *i*.

j: Escenario de despacho *j*.

l: Líneas consideradas análisis.

c: Contingencia considerada.

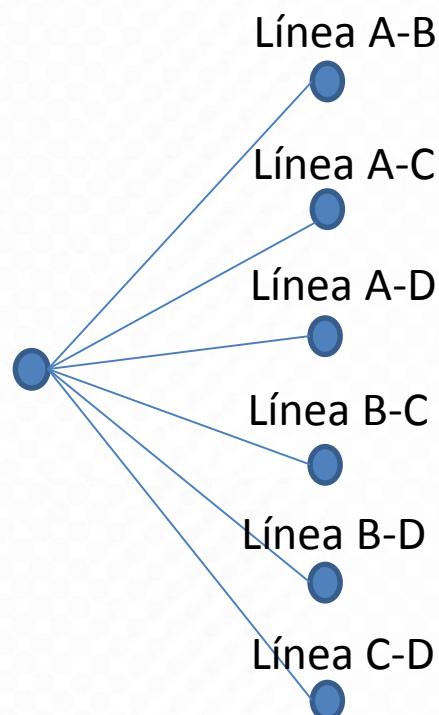
CAPEX: Costo inversión.

OPEX: Costo de Operación.

RIESG : Riesgo asociado ejecución proyecto.

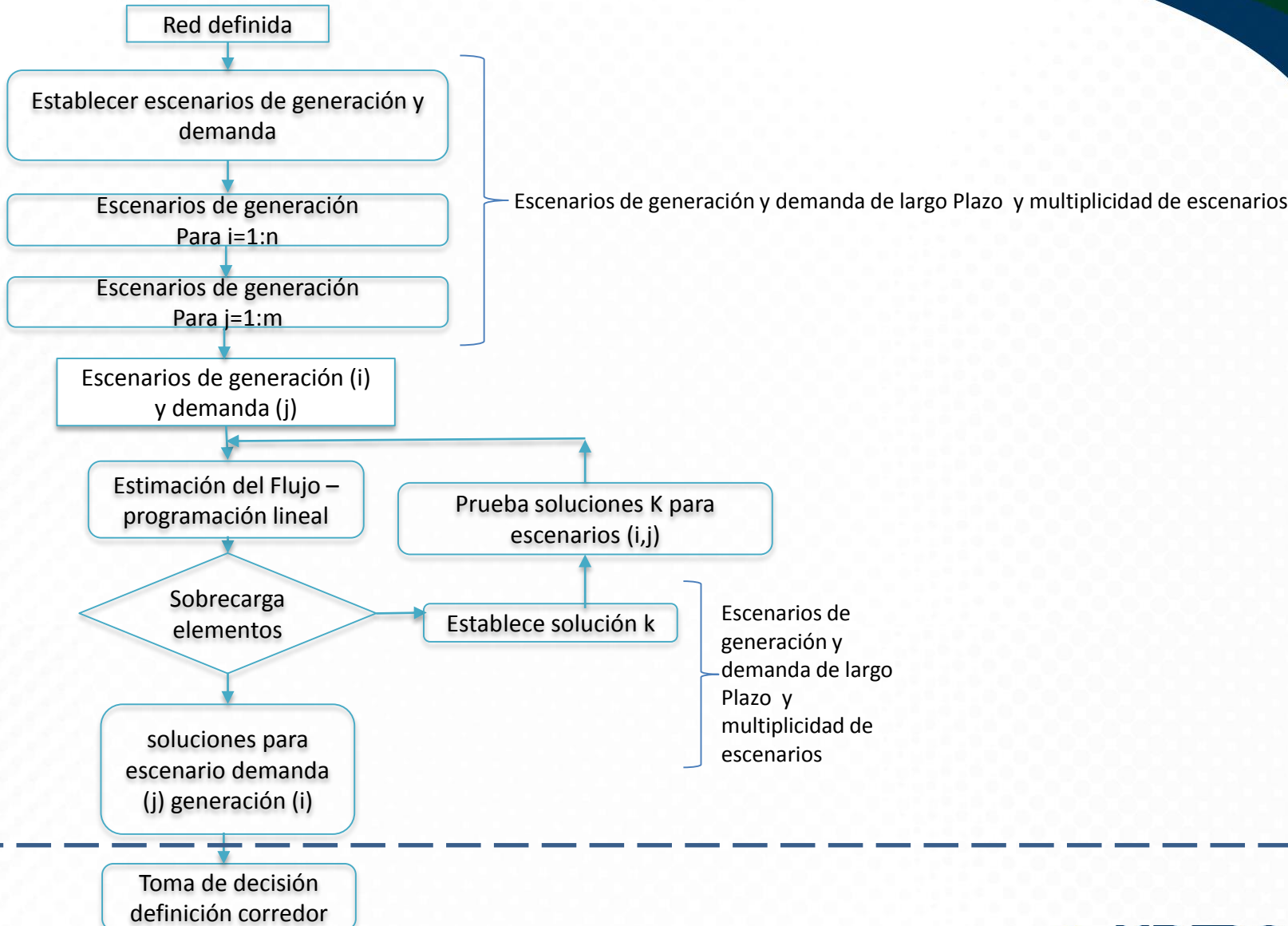
Metodología General – Riesgo Ejecución Obra

Pool de soluciones



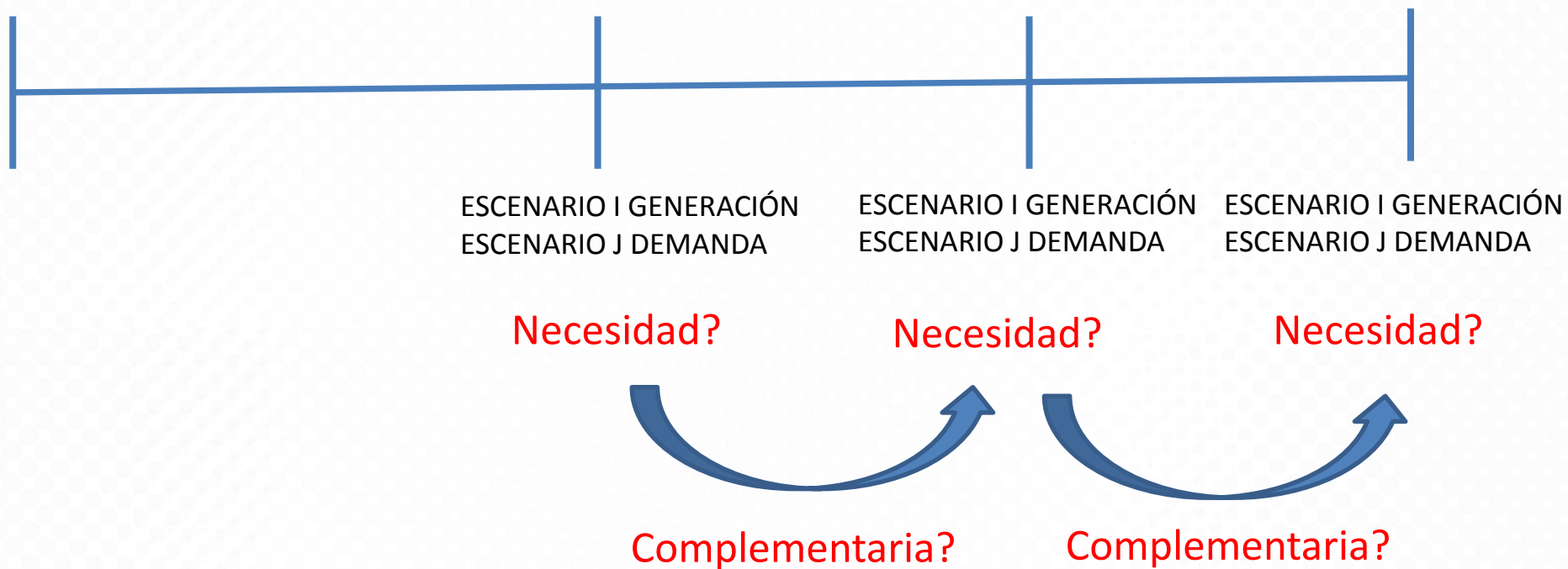
Horizonte análisis			
	Valor Oferta	Riesgo Ejecución	
	Costo de obra	Costo Social	Costo Ambiental
Línea A -B	Costo inv (Capex y Opex)	Mayor aspecto social > Mayor costo asociado	Mayor aspecto ambiental > Mayor costo asociado
Línea A -C	Costo inv (Capex y Opex)	Mayor aspecto social > Mayor costo asociado	Mayor aspecto ambiental > Mayor costo asociado
Línea A -D	Costo inv (Capex y Opex)	Mayor aspecto social > Mayor costo asociado	Mayor aspecto ambiental > Mayor costo asociado
Línea B-C	Costo inv (Capex y Opex)	Mayor aspecto social > Mayor costo asociado	Mayor aspecto ambiental > Mayor costo asociado
Línea B-D	Costo inv (Capex y Opex)	Mayor aspecto social > Mayor costo asociado	Mayor aspecto ambiental > Mayor costo asociado
Línea C-D	Costo inv (Capex y Opex)	Mayor aspecto social > Mayor costo asociado	Mayor aspecto ambiental > Mayor costo asociado

Metodología General



Metodología General

HOY



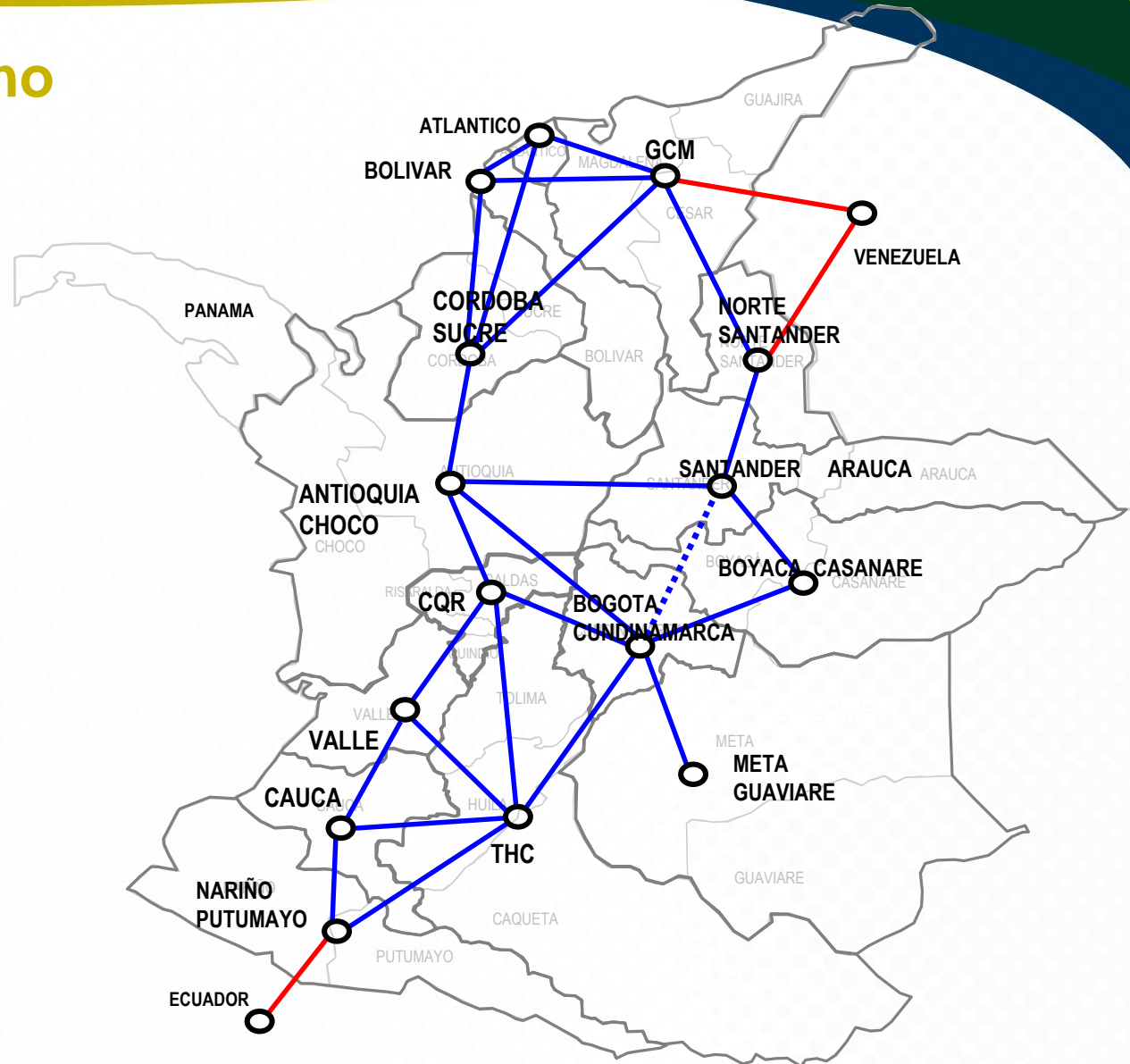
Planeación de Largo Plazo

- Aspectos Generales
- Objetivo del Planeamiento Largo Plazo
- Metodología General
- Caso Colombiano

Caso Colombiano

Se establecen 15 sub áreas:

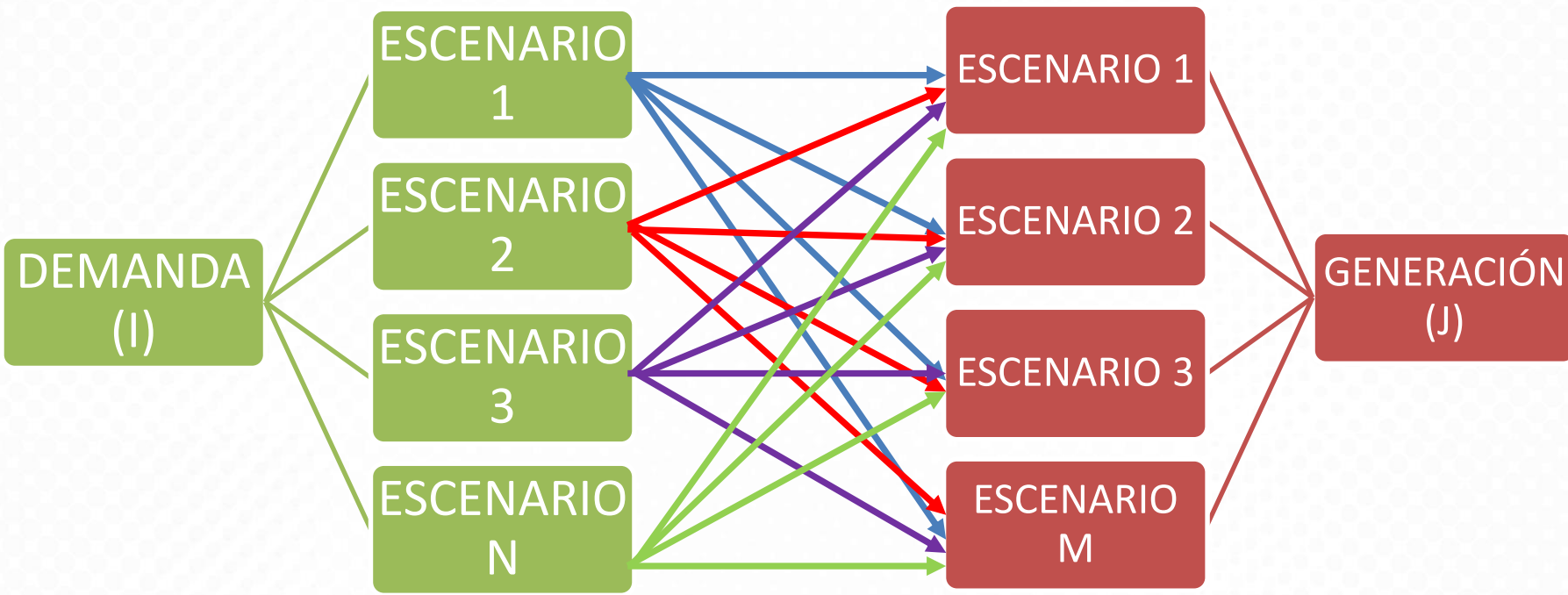
- Atlántico
- Bolívar
- GCM
- Córdoba – Sucre
- Antioquia –Choco
- Norte de Santander
- Santander
- Boyacá – Casanare
- Meta – Guaviare
- CQR
- THC
- Bogotá – Cundinamarca
- Valle
- Cauca
- Nariño - Putumayo



Metodología General

Es escenario de crecimiento de demanda

Es escenario de generación



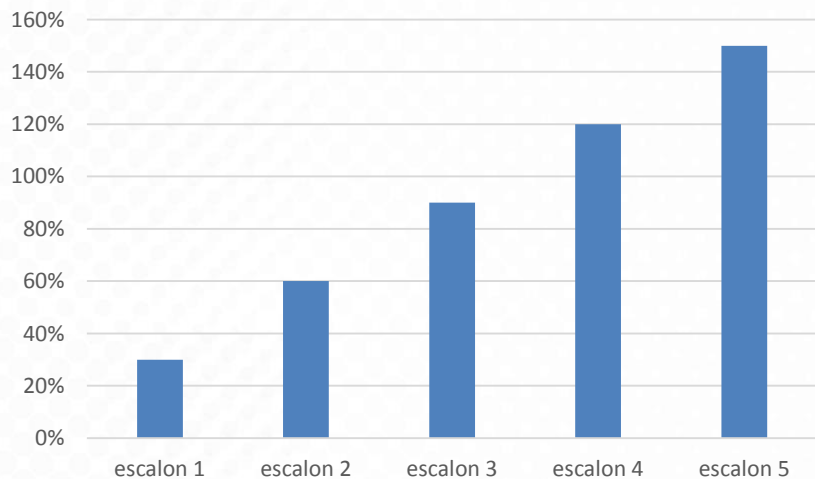
Es escenario de crecimiento de demanda

Es escenario de generación

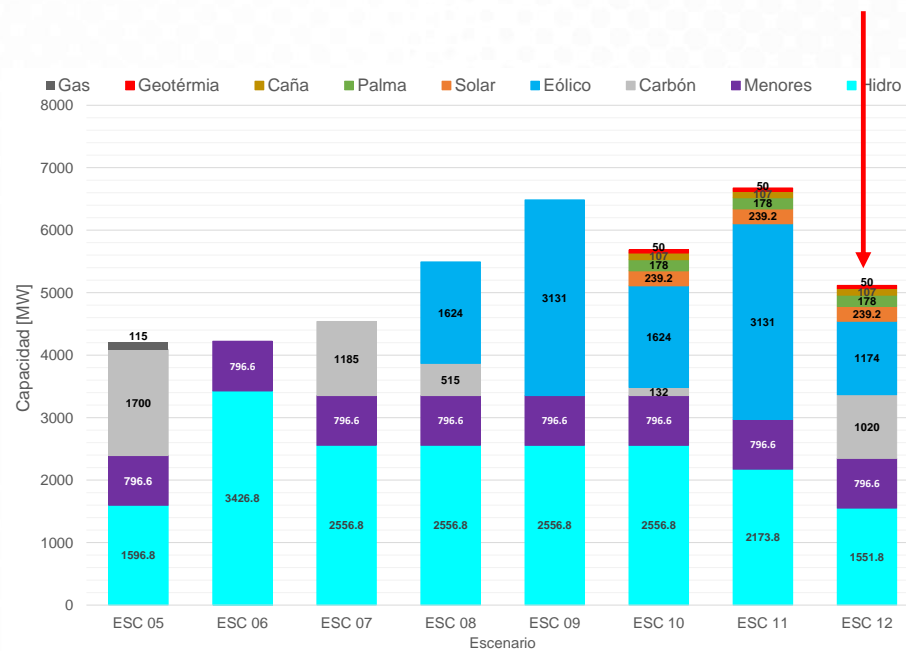
Metodología General

Es escenario de crecimiento de demanda, considerando escalones de crecimiento

Escalones de crecimiento



Es escenario de generación, considerando posibles expansiones



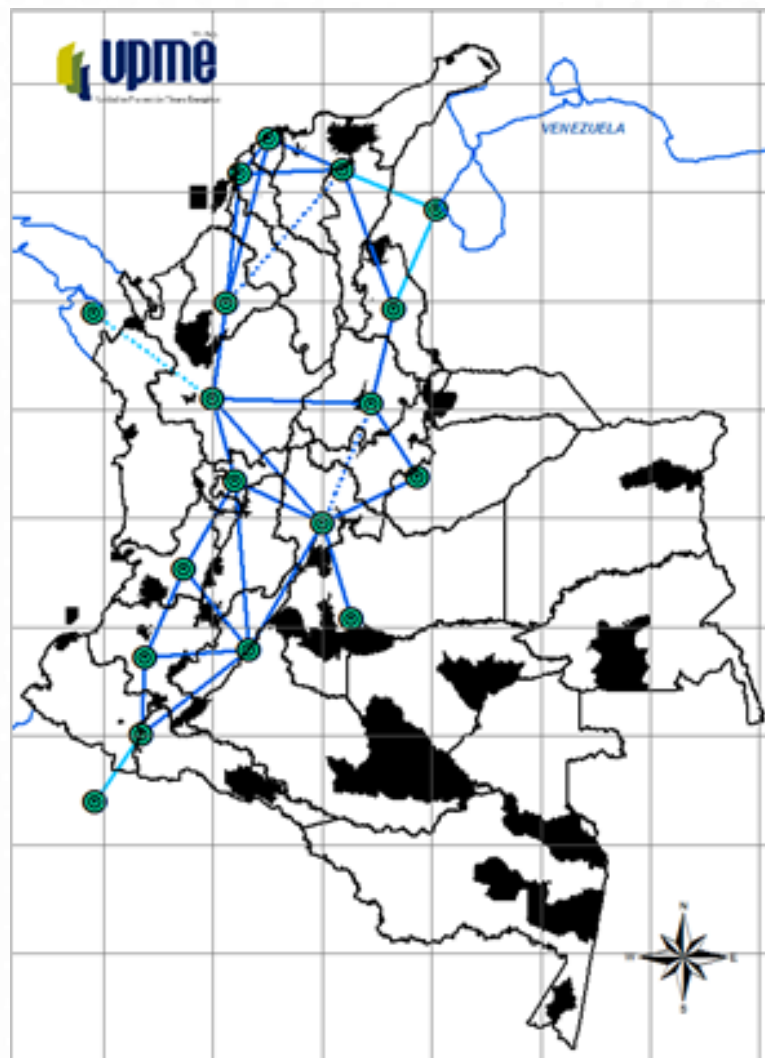
Consideraciones Ambientales y sociales



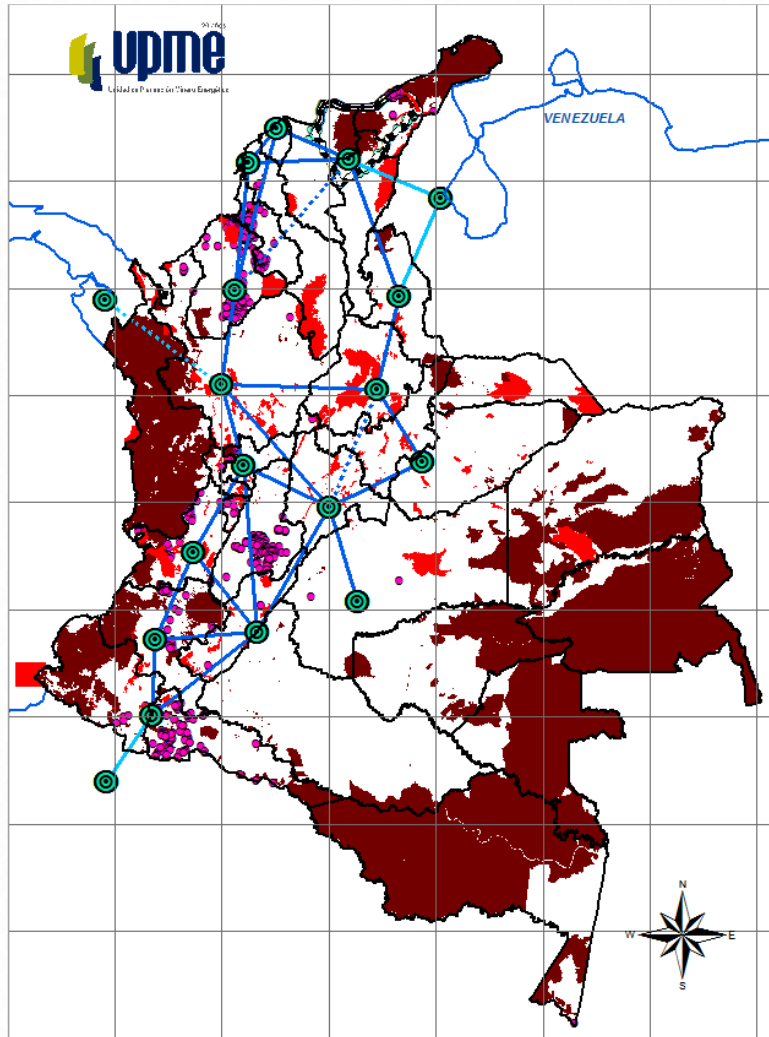
GRADOS DE SENSIBILIDAD			
SENSIBILIDAD	GRADO DE IMPORTANCIA	OBSERVACIÓN	Riesgo
Exclusión	Exclusión	Áreas de Exclusión (Áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales)	10
Muy Alta (Ambiental)	4	Áreas de muy alta sensibilidad	5
Muy Alta (Social)			
Social - Parcialidades			
Social - Línea Negra	3	Áreas de alta sensibilidad	3
Alta	2	Áreas de moderada sensibilidad	2
Moderada	1	Áreas de baja sensibilidad	1
Baja			

Consideraciones Ambientales y sociales

RIESGO 1. MAPA DE AREAS DE EXCLUSIÓN TOTAL (Áreas del Sistema de Parques Nacionales Naturales)



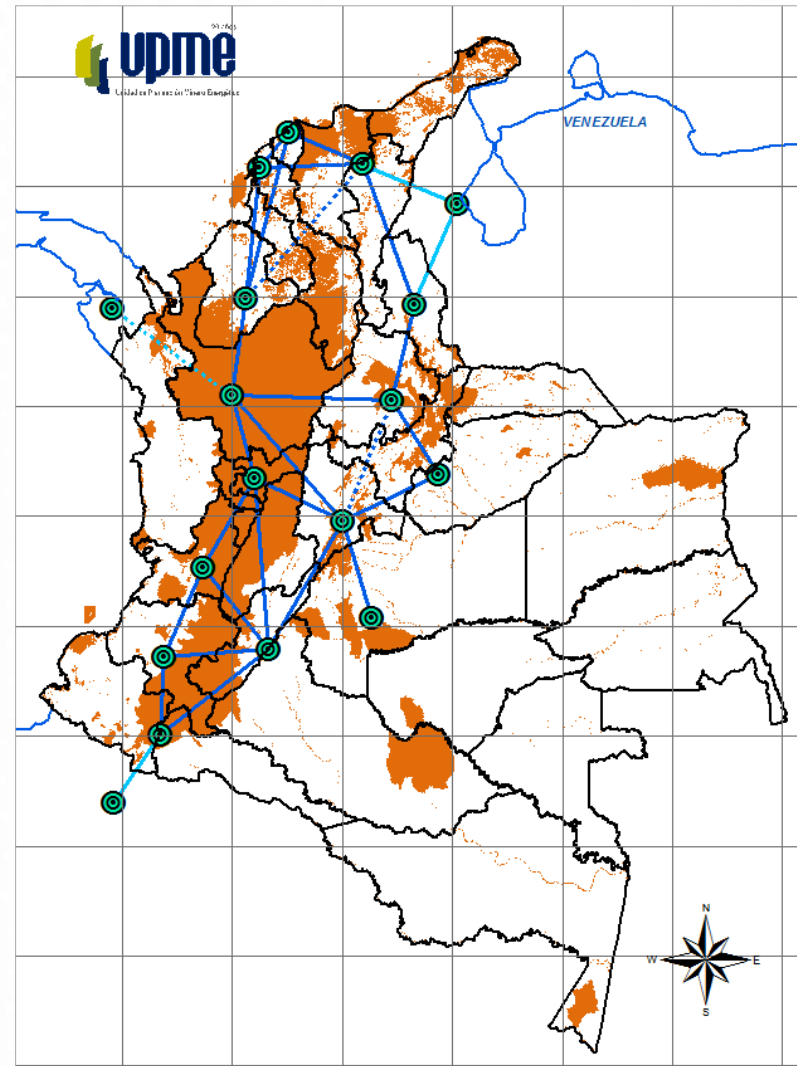
Consideraciones Ambientales y sociales



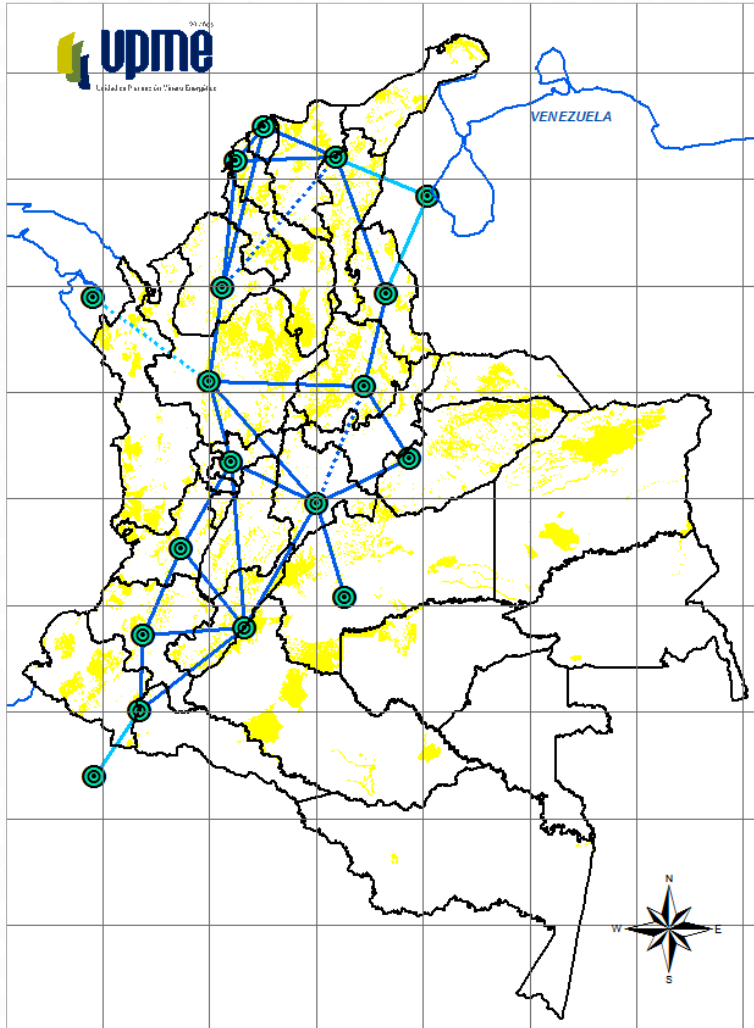
RIESGO 2. MAPA DE AREAS DE MUY ALTA SENSIBILIDAD (Áreas de muy alta sensibilidad Ambiental y Social)

Consideraciones Ambientales y sociales

RIESGO 3. MAPA DE AREAS DE ALTA SENSIBILIDAD (Ambiental)



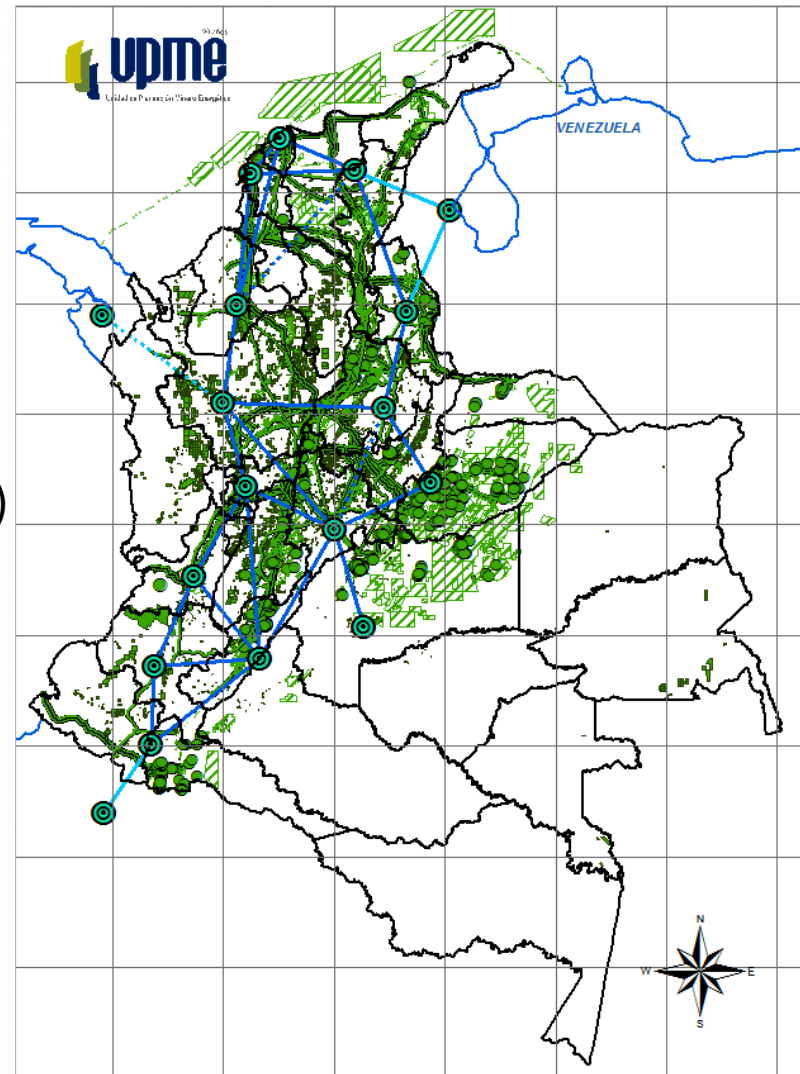
Consideraciones Ambientales y sociales



RIESGO 4. MAPA DE AREAS DE MODERADA SENSIBILIDAD (Ambiental)

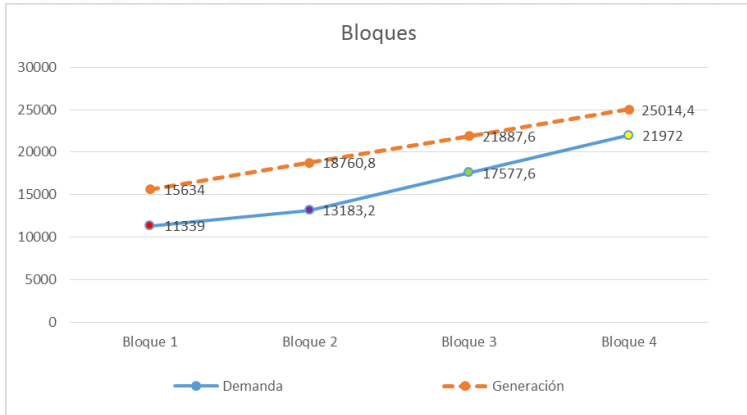
Consideraciones Ambientales y sociales

RIESGO 5. MAPA DE AREAS DE BAJA SENSIBILIDAD (De infraestructura y amenazas)

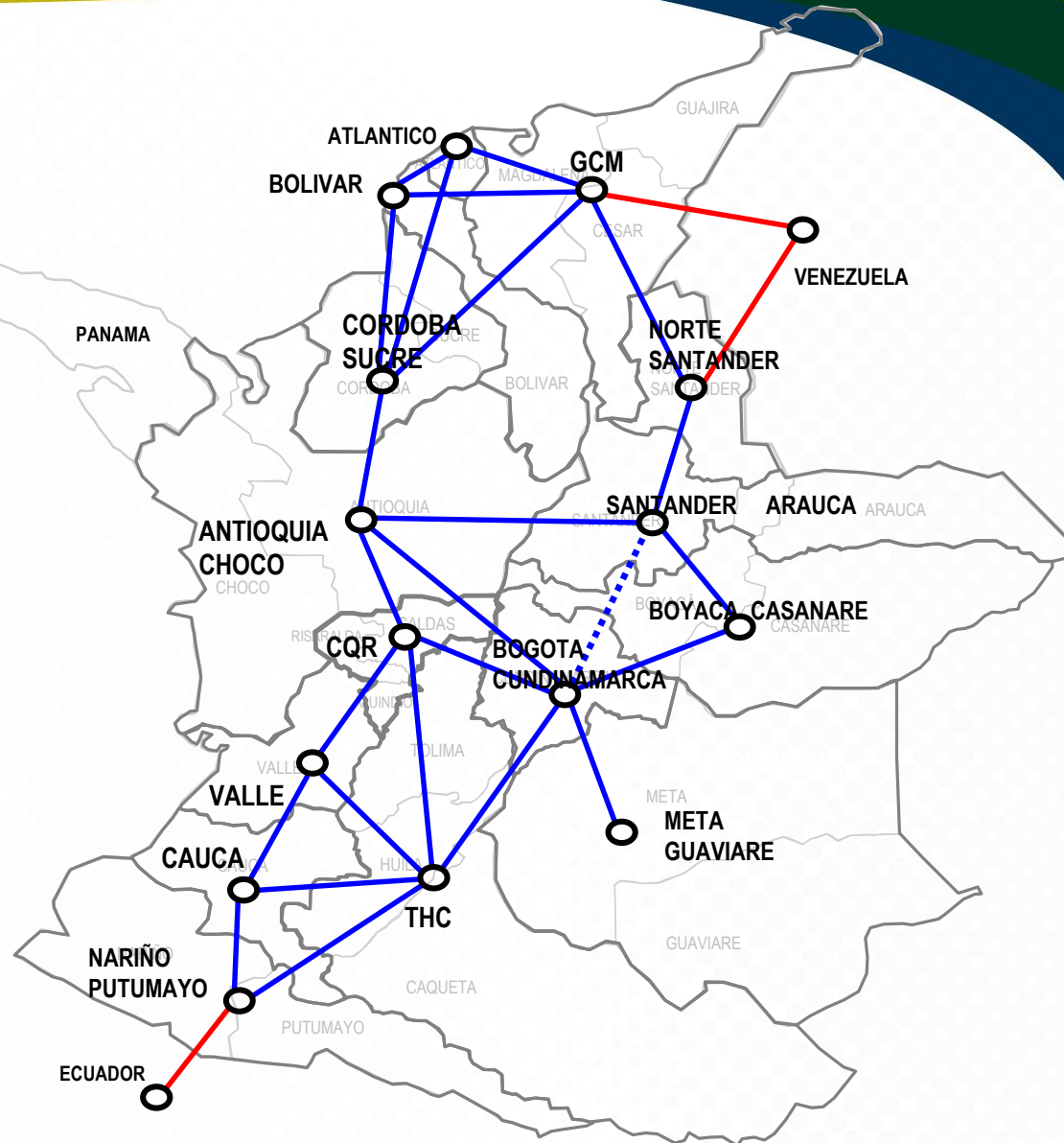
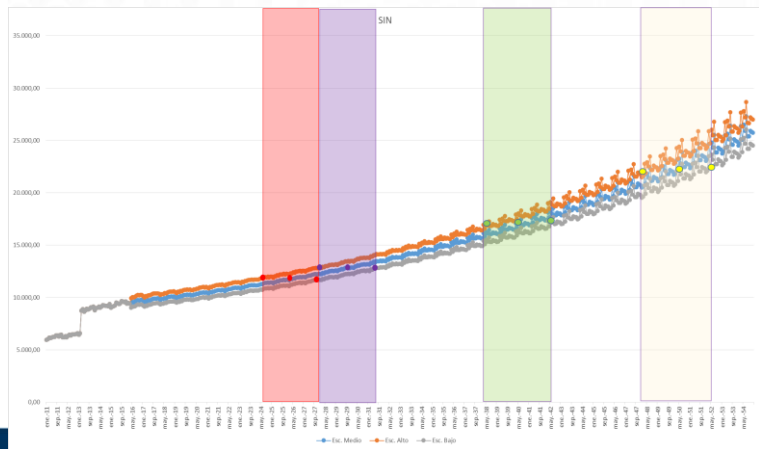


Caso Colombiano

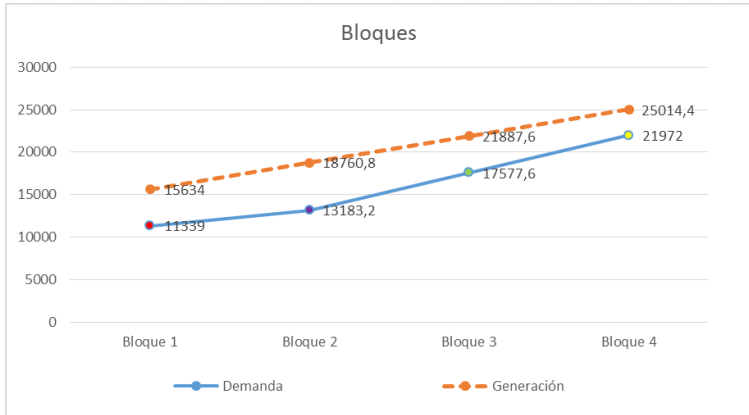
Bloques



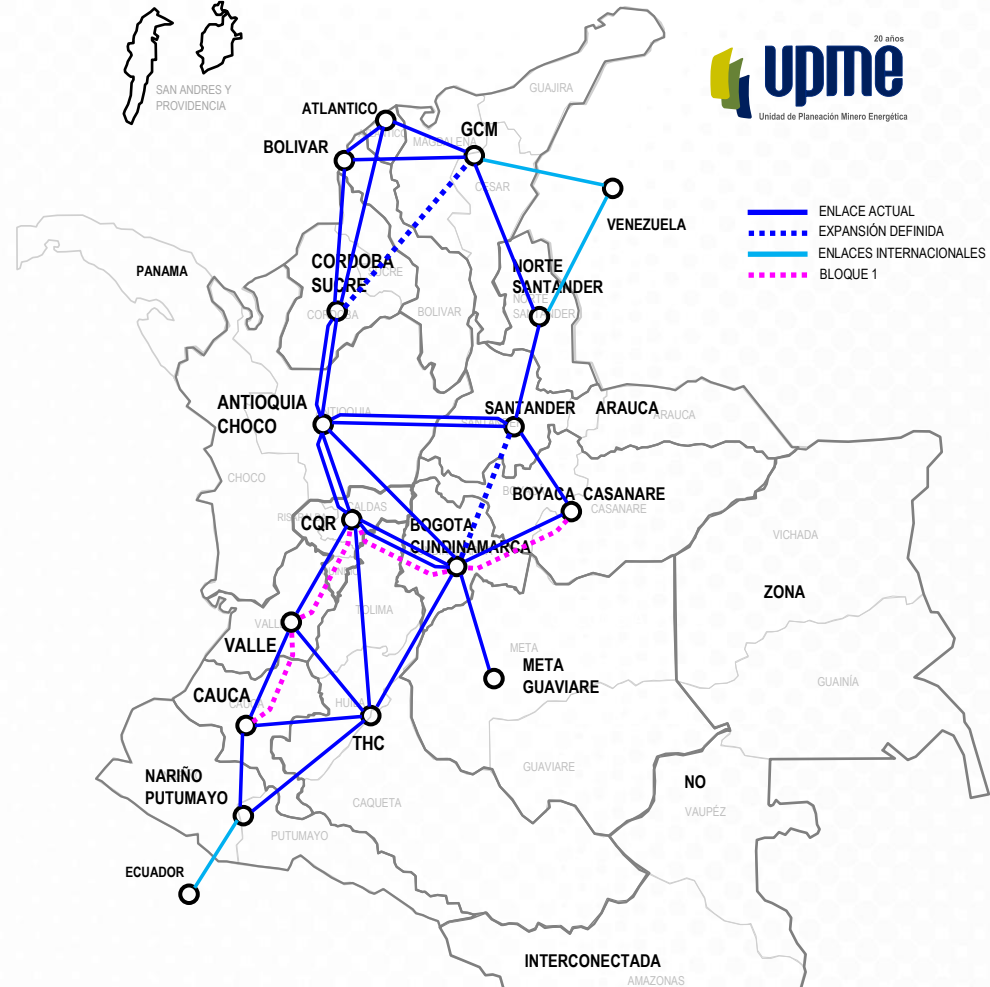
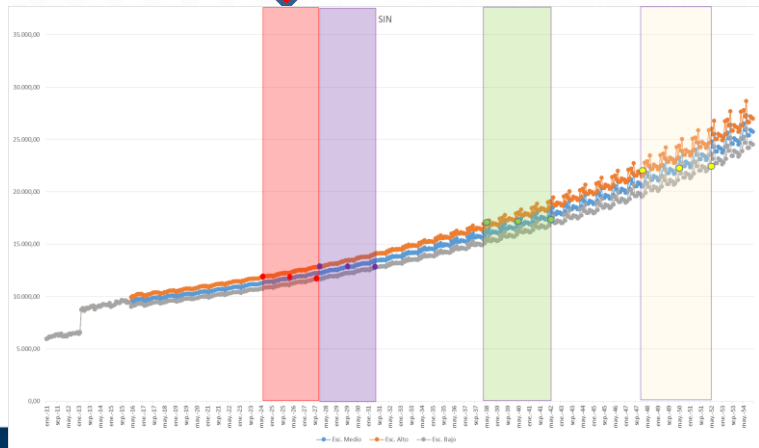
Bloques de demanda



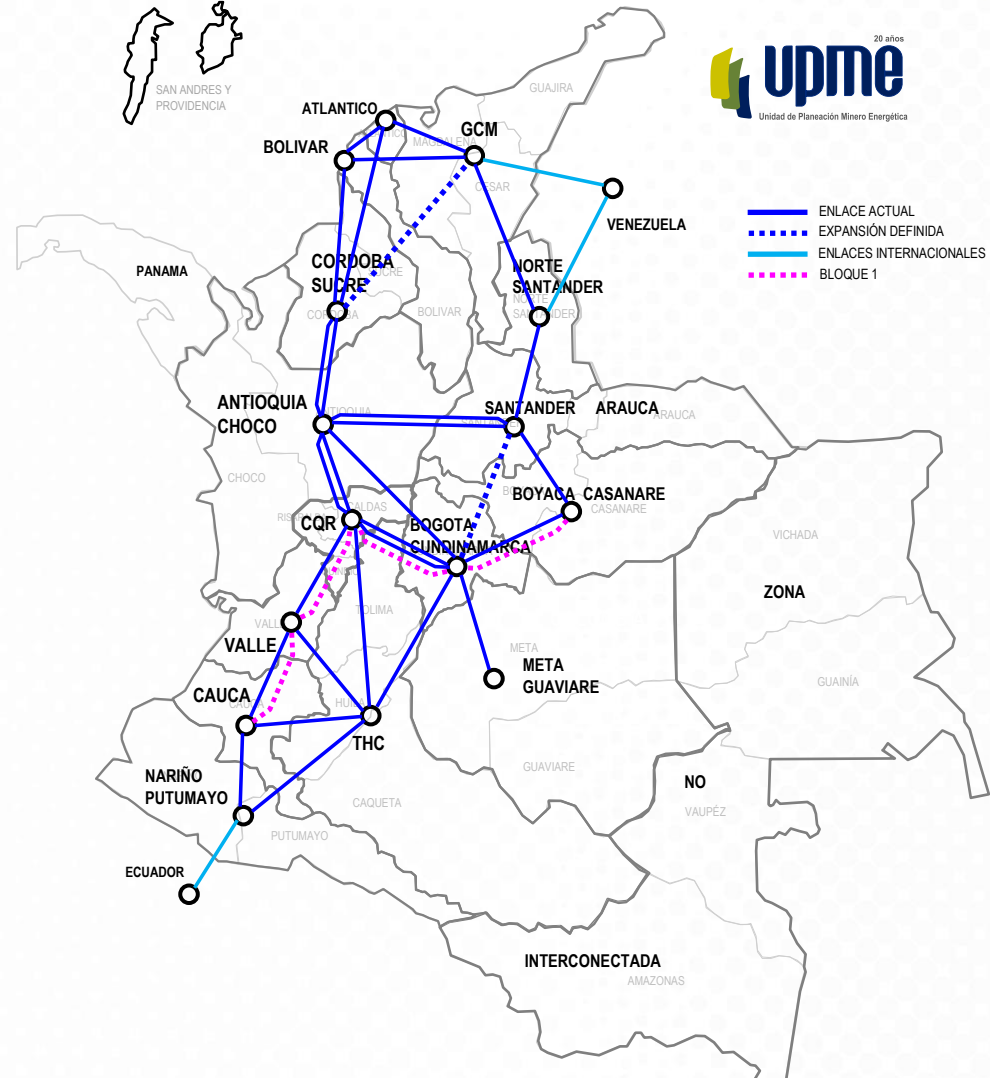
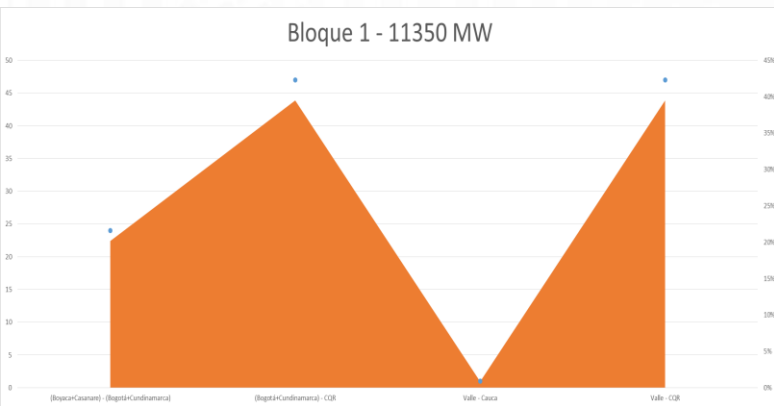
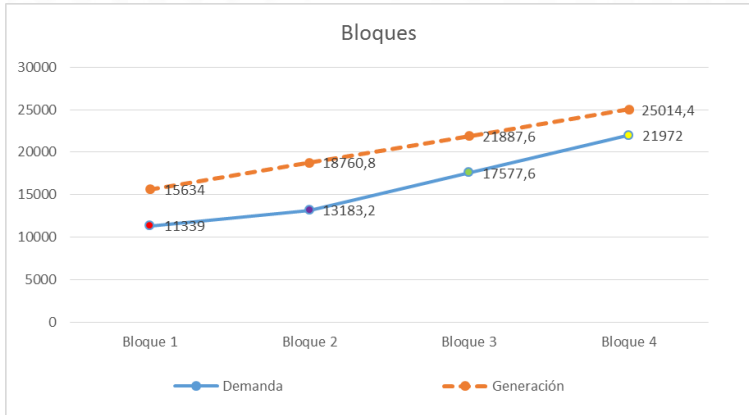
Caso Colombiano – Bloque 1



2024 - 2027



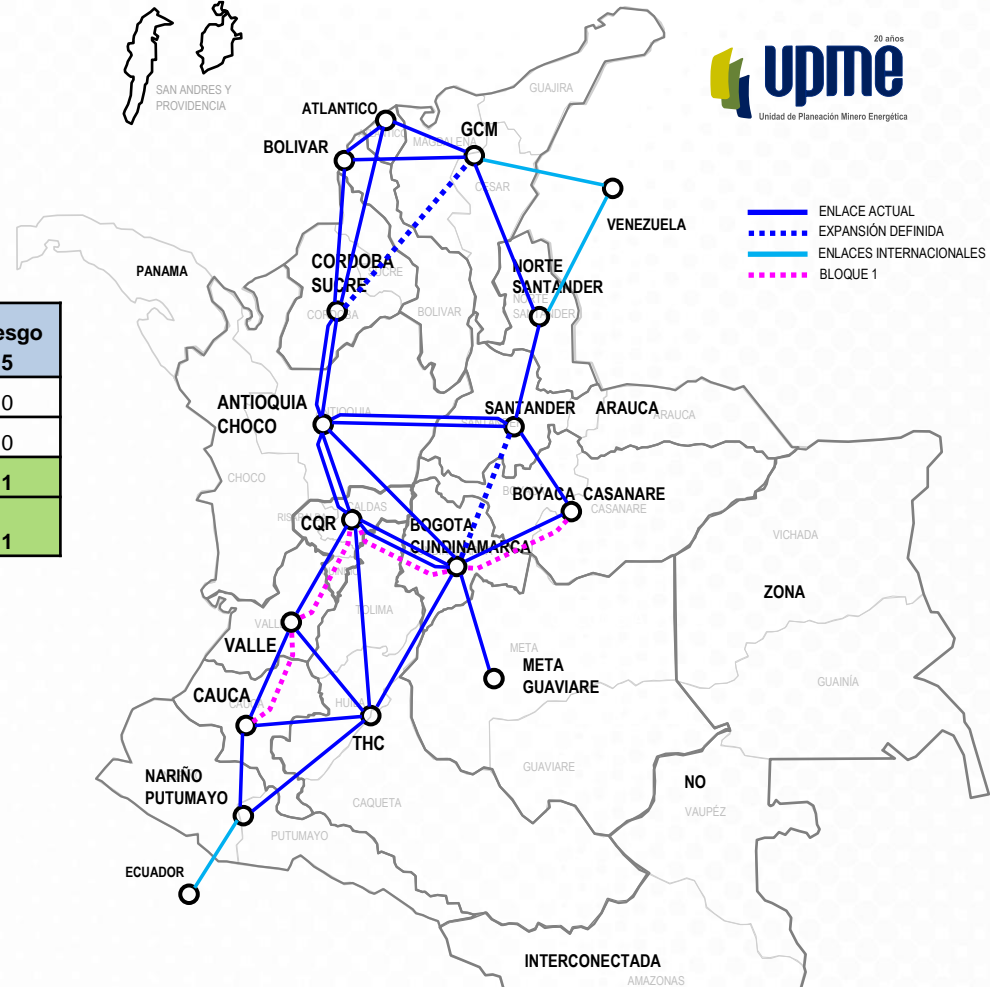
Caso Colombiano – Bloque 1



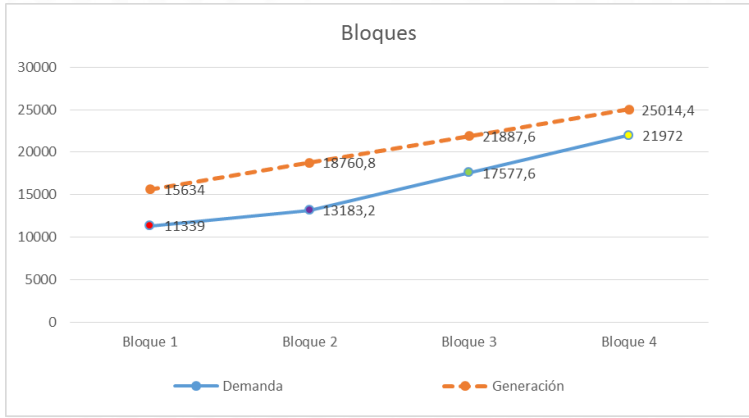
Caso Colombiano – Bloque 1



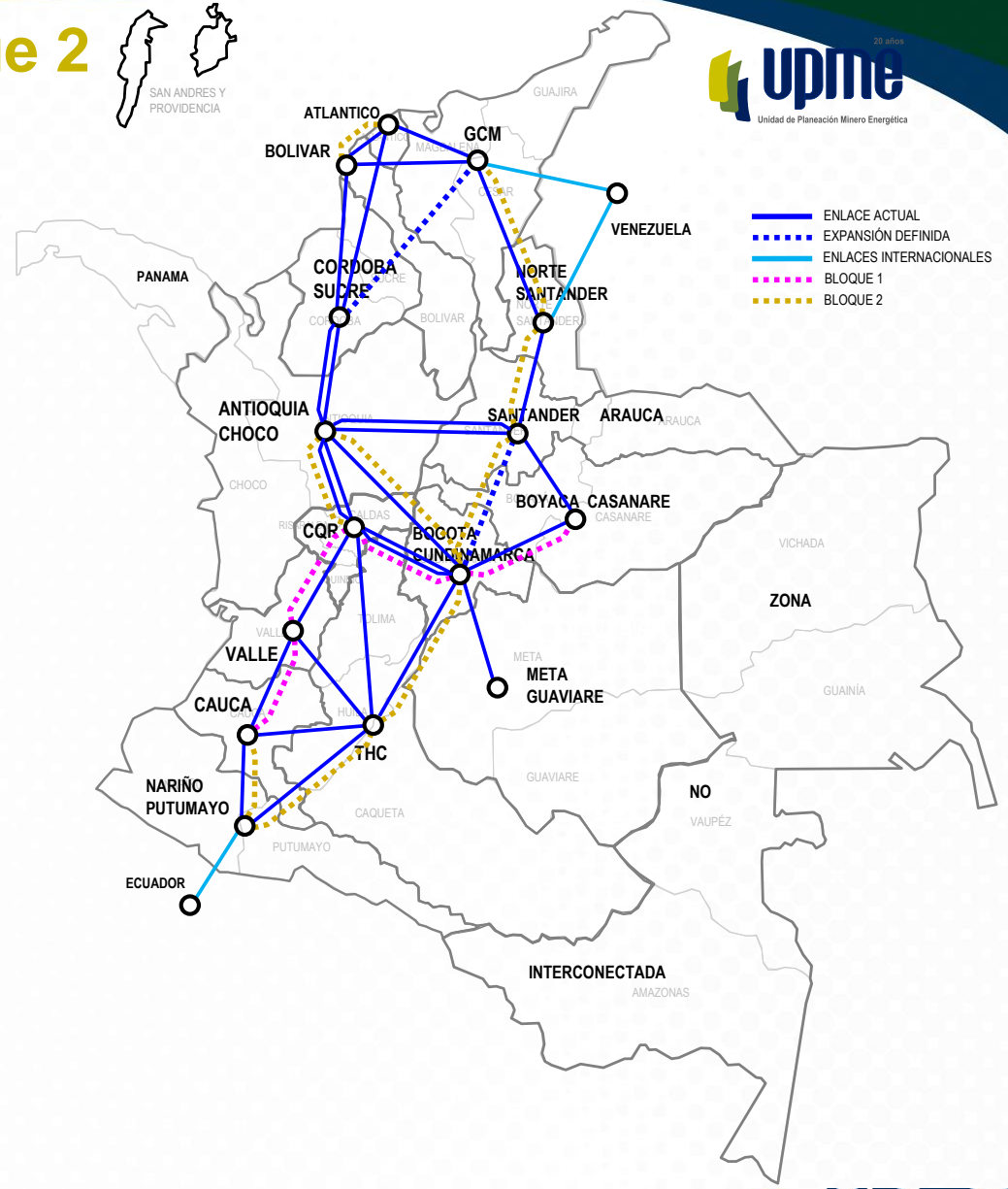
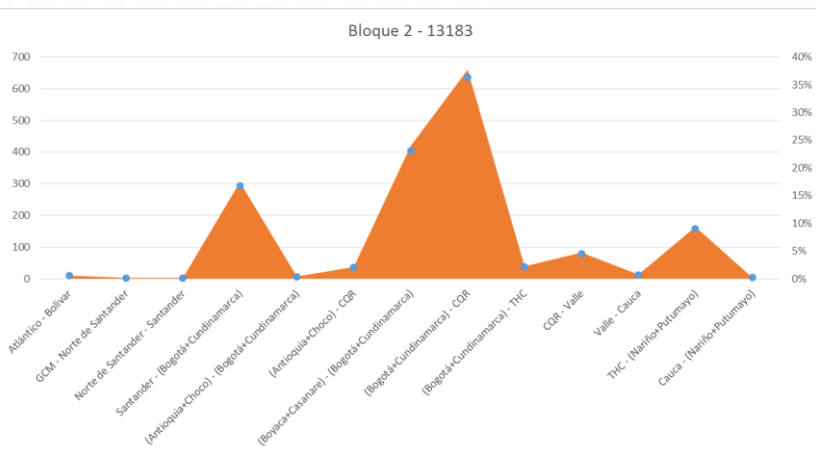
Áreas interconectadas	Riesgo				
	1	2	3	4	5
Valle-Cauca	0	0	0	1	0
CQR-Valle	0	0	1	0	0
Bogotá Cundinamarca-CQR	0	0	0	0	1
Bogotá Cundinamarca-Boyacá Casanare	0	0	0	0	1



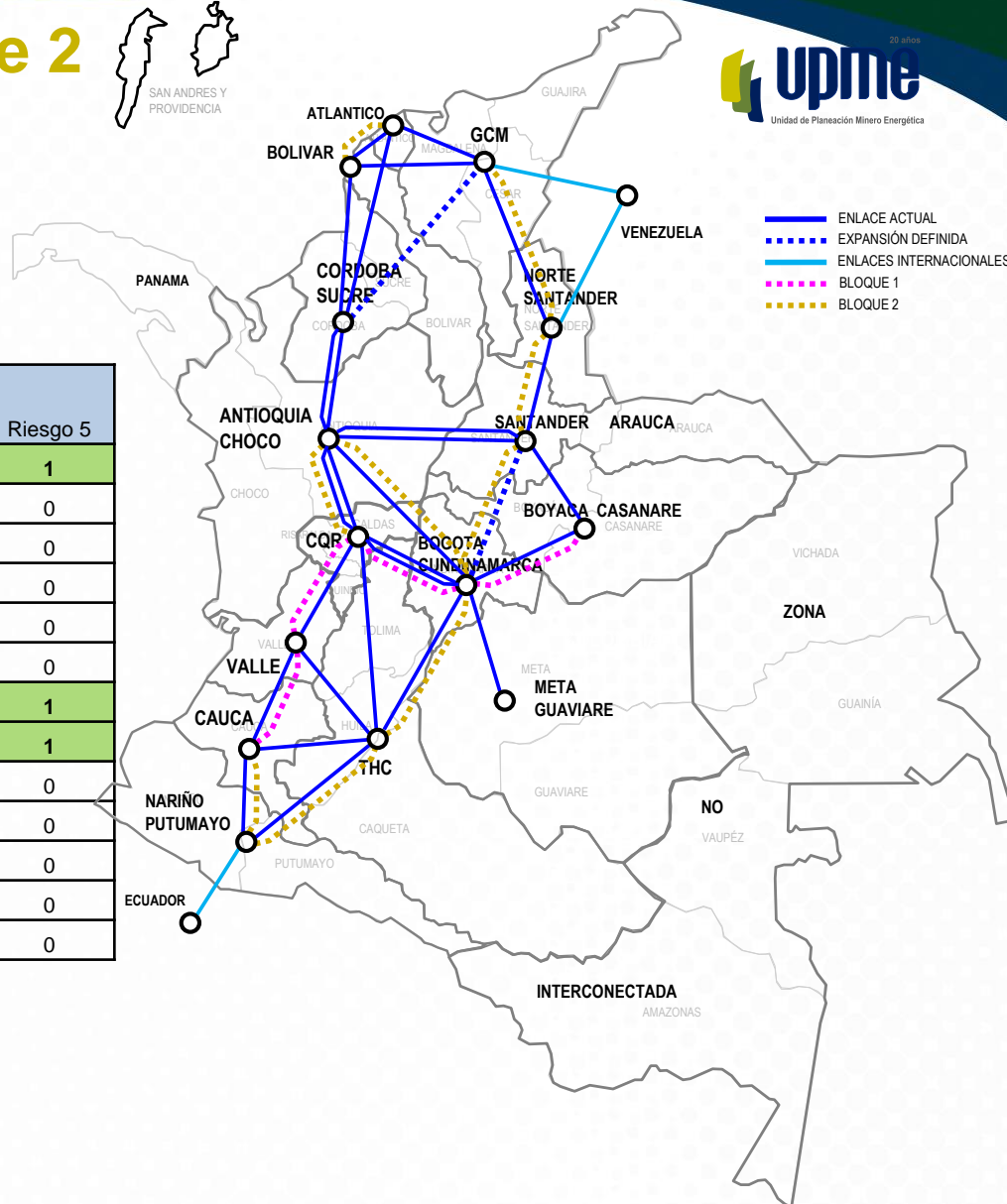
Caso Colombiano – Bloque 2



2028 - 2031



Caso Colombiano – Bloque 2

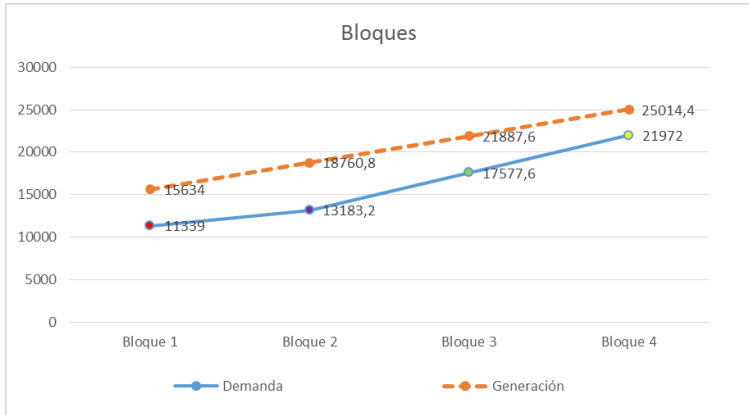


	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
Atlantico – Bolivar	0	0	0	0	1
GCM – Norte de Santander	0	0	0	1	0
Norte de Santander – Santander	0	0	0	1	0
Santander – Bogotá	0	0	1	0	0
Antioquia – Bogotá	0	0	0	1	0
Antioquia – CQR	0	0	1	0	0
Bogotá – Boyaca	0	0	0	0	1
Bogotá – CQR	0	0	0	0	1
Bogotá – THC	0	0	1	0	0
CQR – Valle	0	0	1	0	0
Valle – Cauca	0	0	0	1	0
THC – Nariño	0	0	1	0	0
Cauca – Nariño	0	0	1	0	0

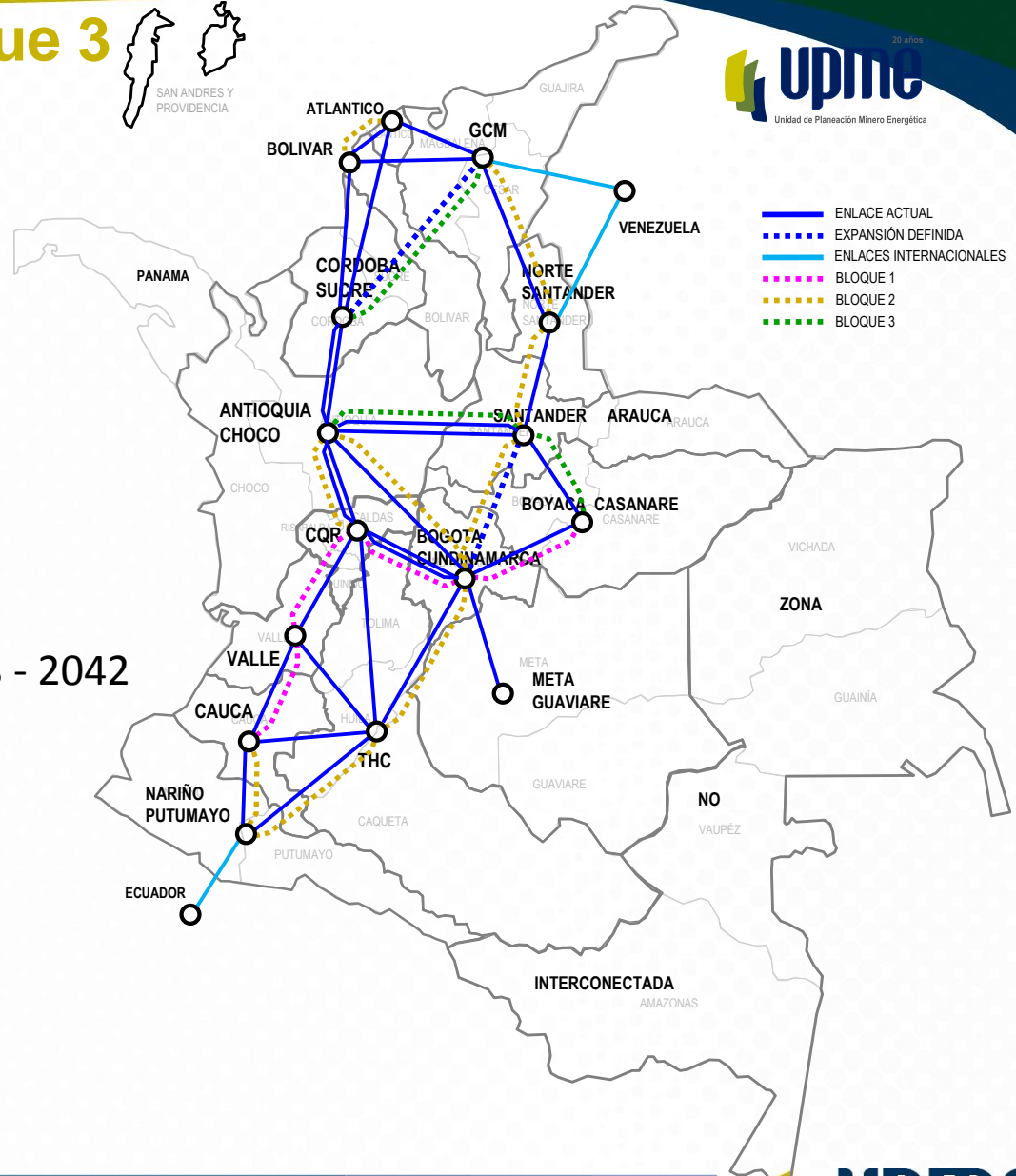
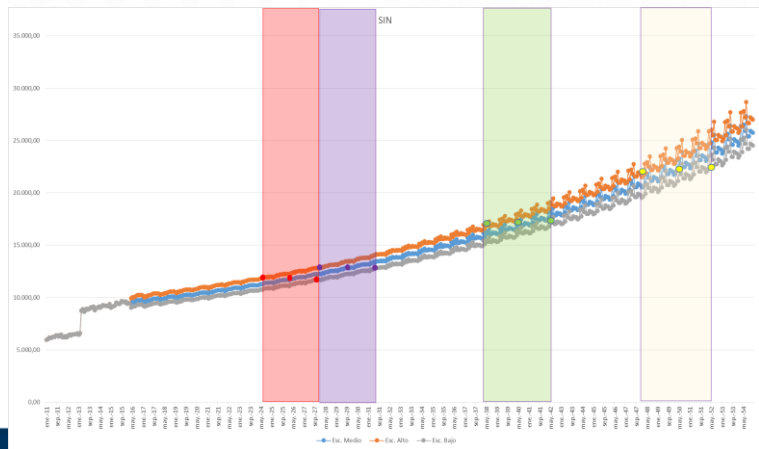
Caso Colombiano – Bloque 3



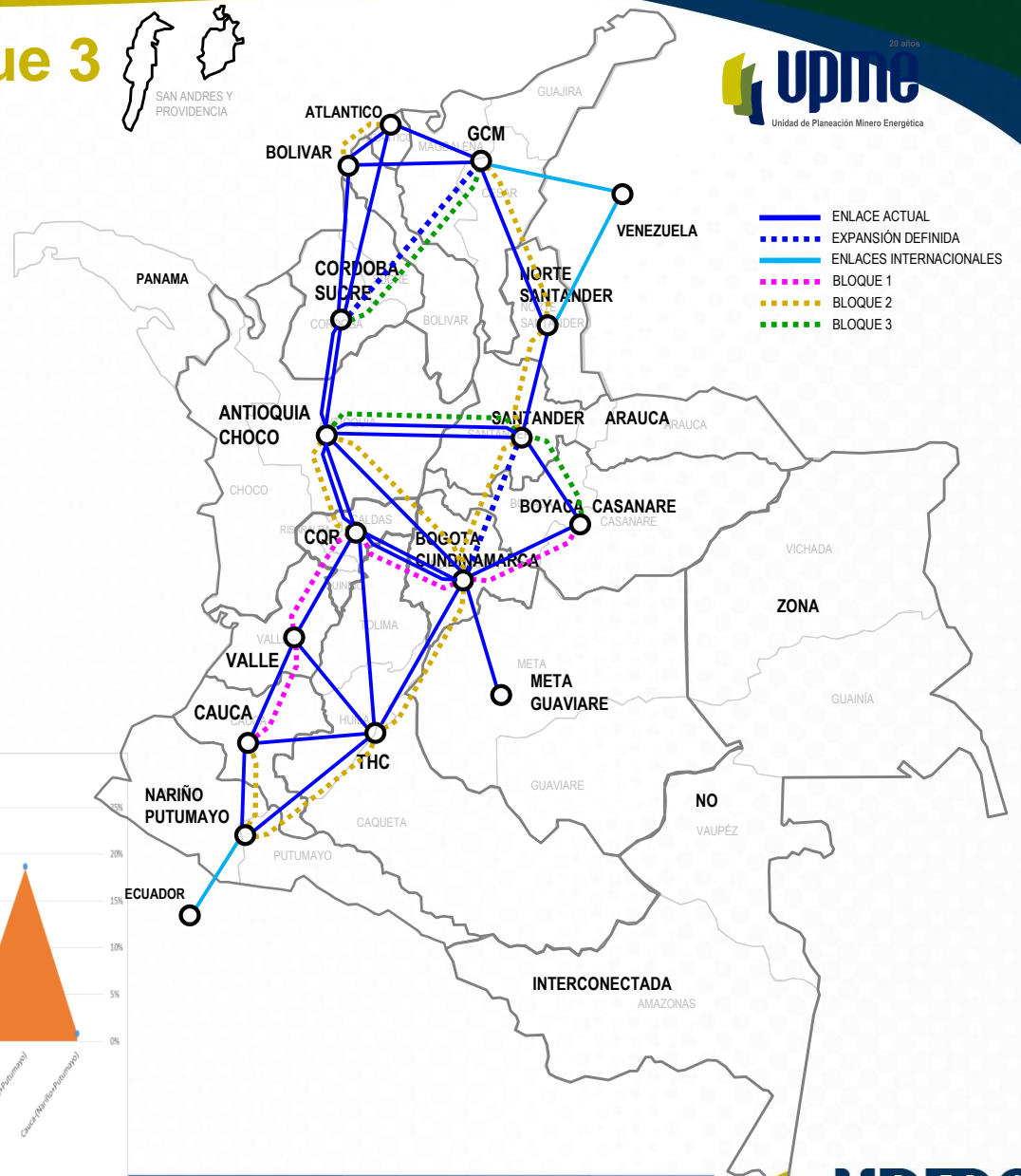
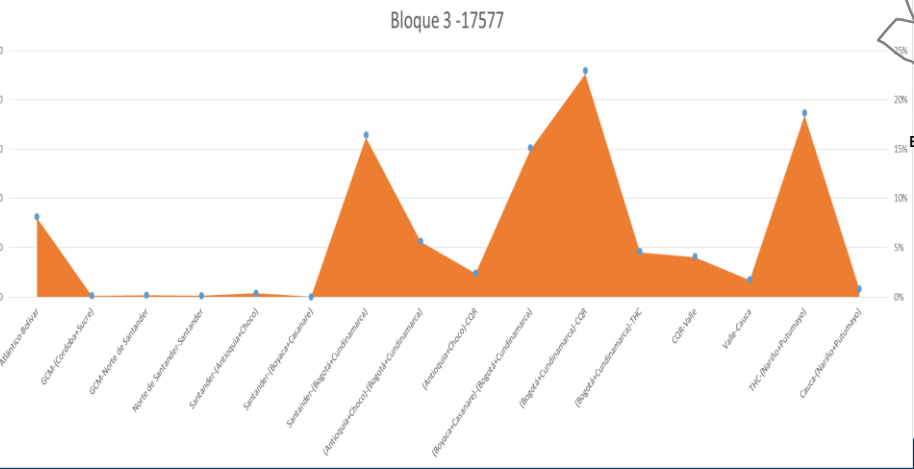
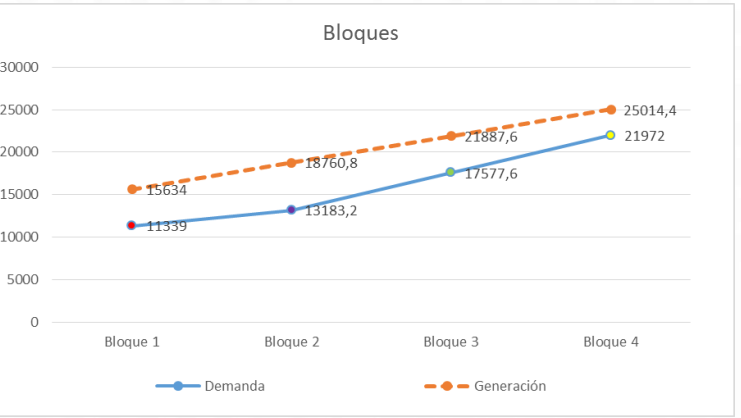
Bloques



2038 - 2042



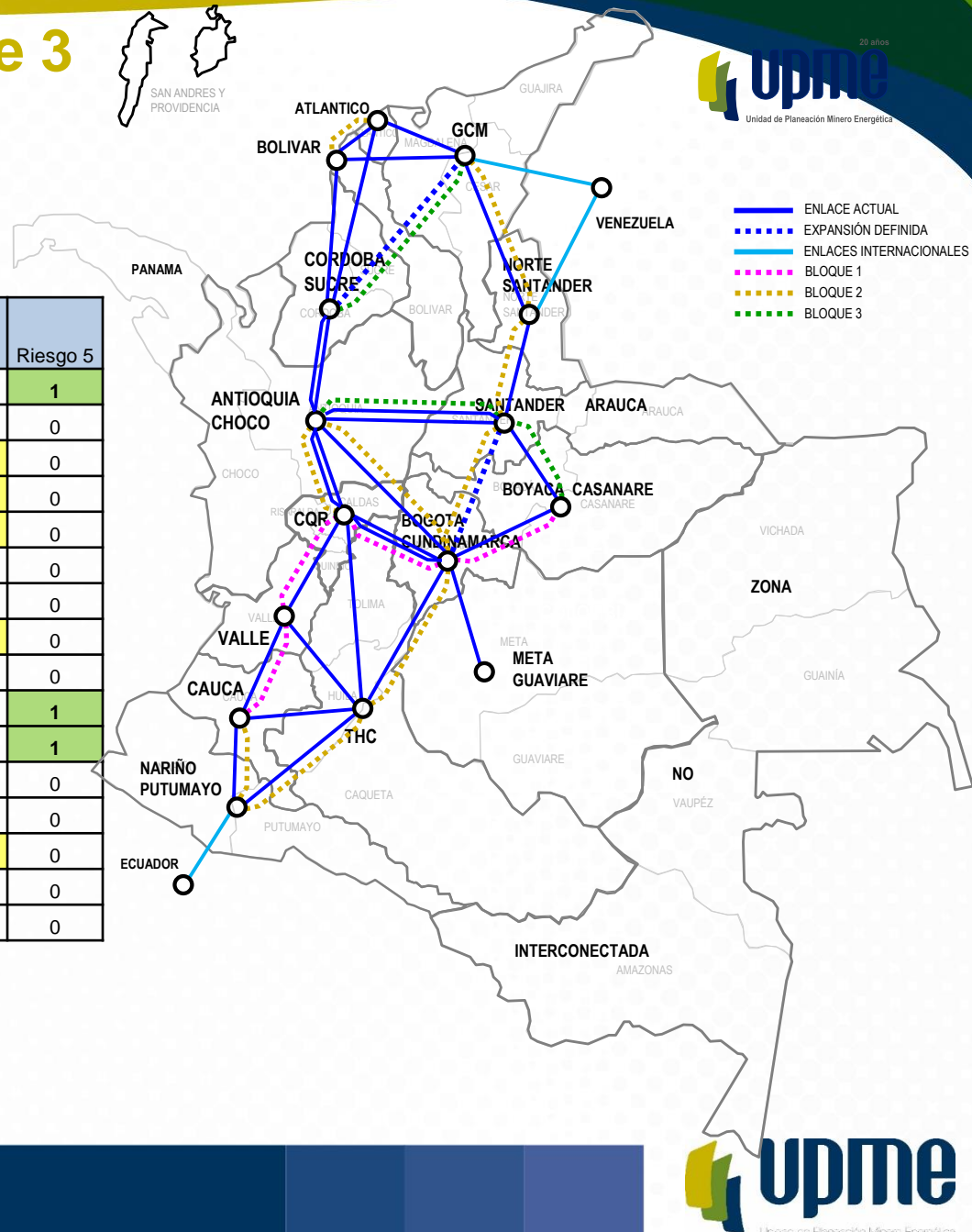
Caso Colombiano – Bloque 3



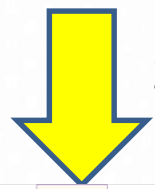
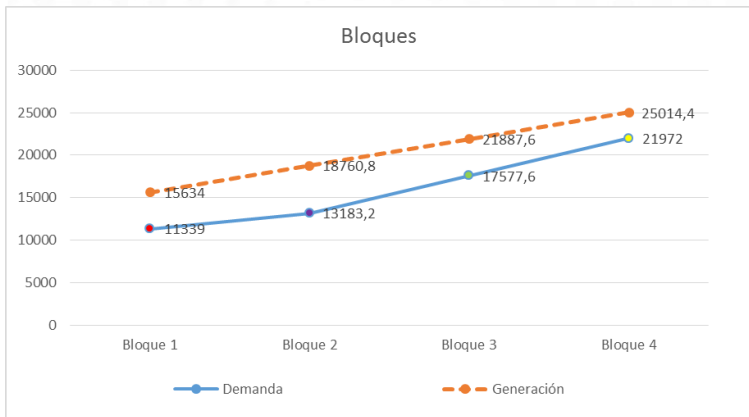
Caso Colombiano – Bloque 3



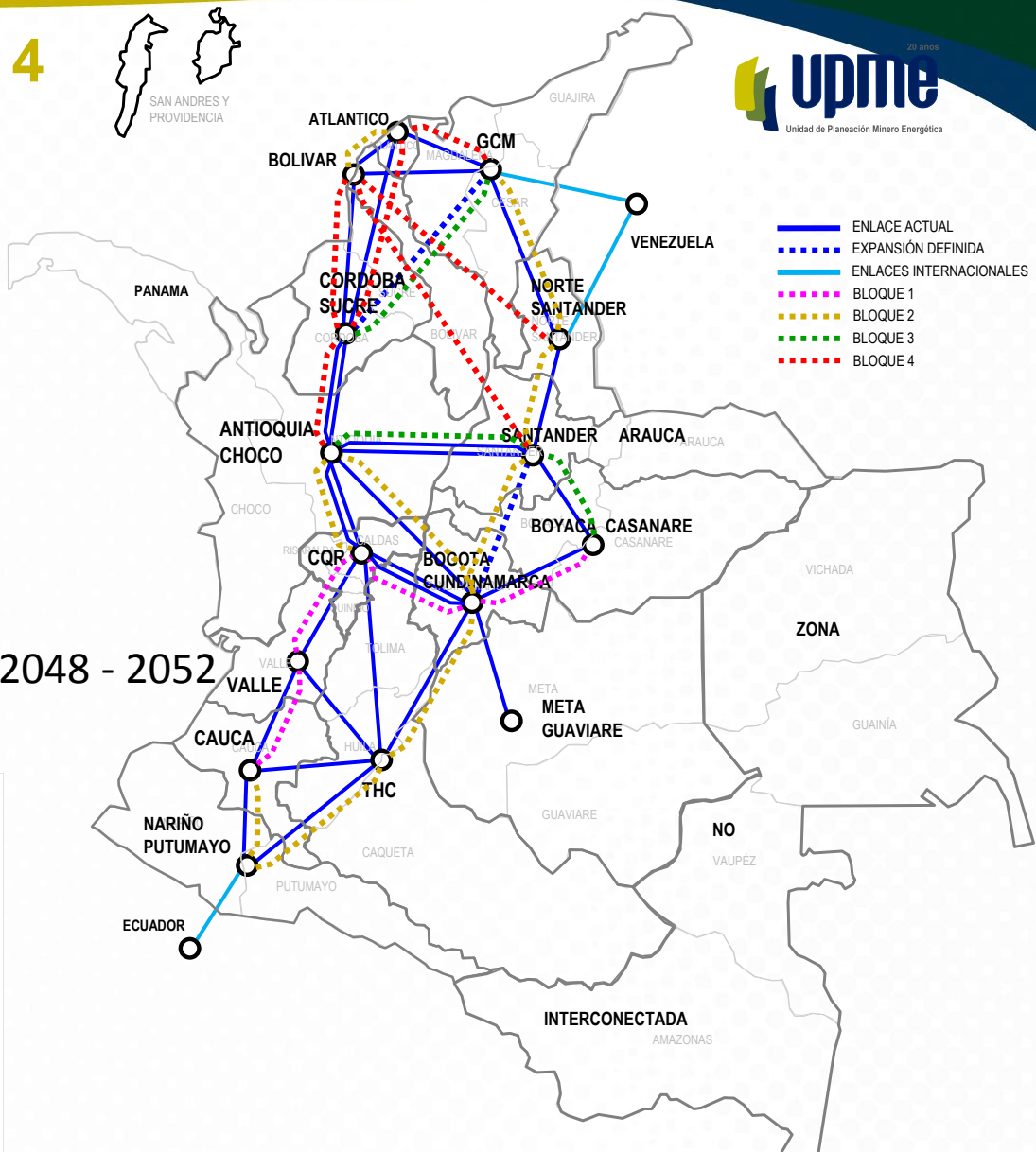
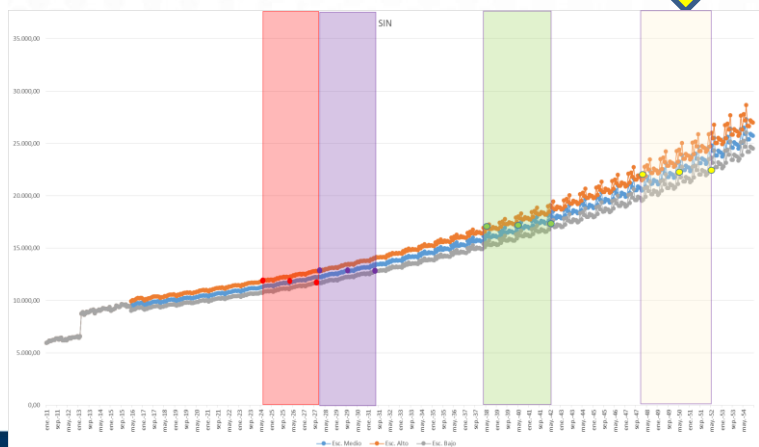
	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
Atlántico – Bolívar	0	0	0	0	1
GCM – Córdoba – Sucre	0	0	1	0	0
GCM – Norte de Santander	0	0	0	1	0
Norte de Santander – Santander	0	0	0	1	0
Santander – Antioquia – Chocó	0	0	0	1	0
Santander - Boyacá	0	0	1	0	0
Santander – Bogotá	0	0	1	0	0
Antioquia – Bogotá	0	0	0	1	0
Antioquia – CQR	0	0	1	0	0
Bogotá – Boyacá	0	0	0	0	1
Bogotá – CQR	0	0	0	0	1
Bogotá – THC	0	0	1	0	0
CQR – Valle	0	0	1	0	0
Valle – Cauca	0	0	0	1	0
THC – Nariño	0	0	1	0	0
Cauca - Nariño	0	0	1	0	0



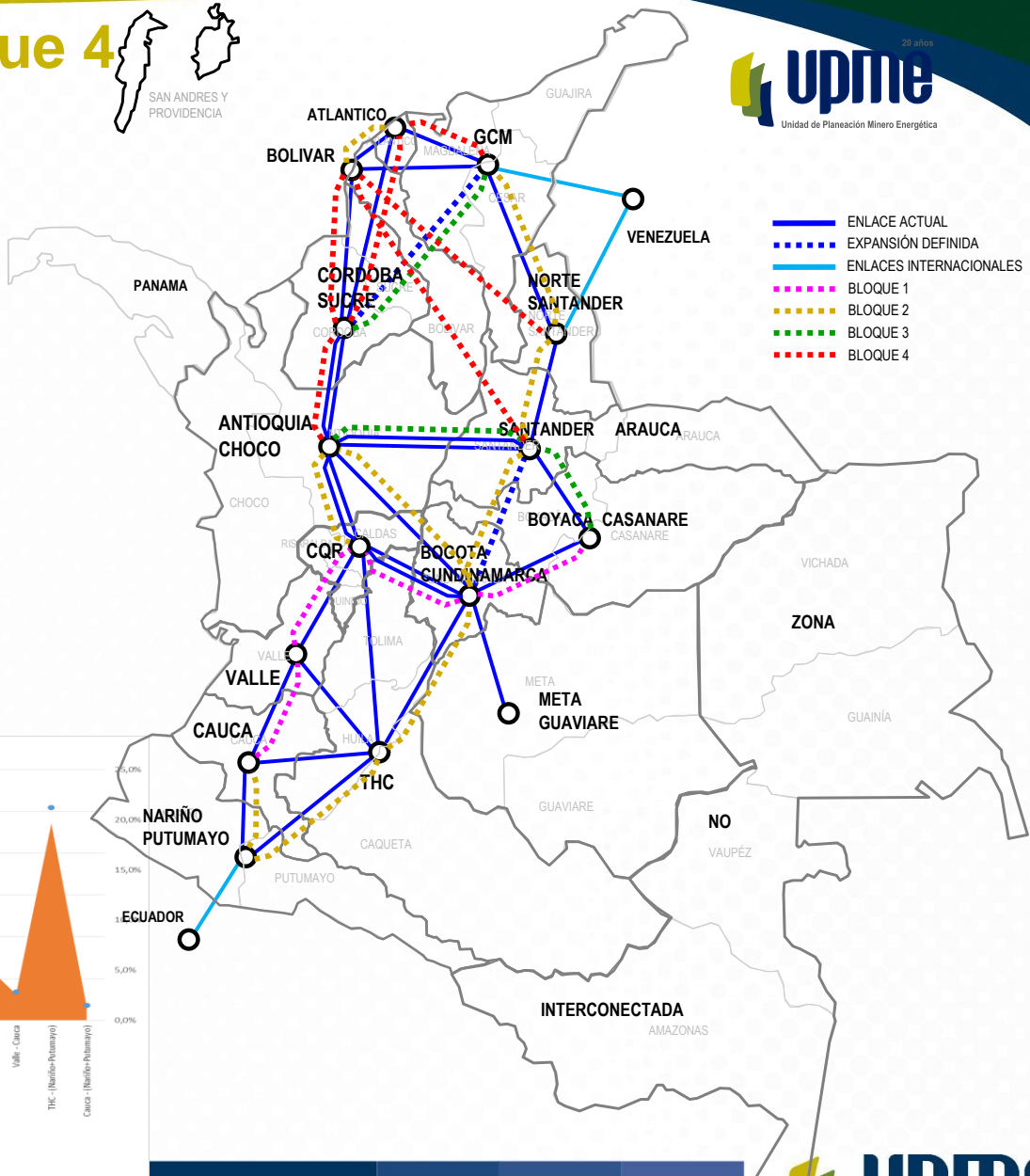
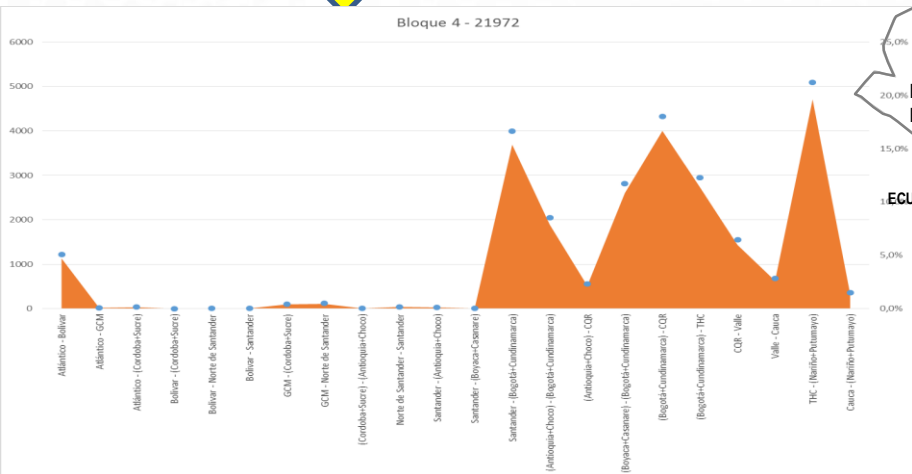
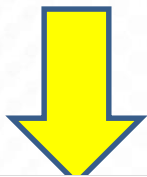
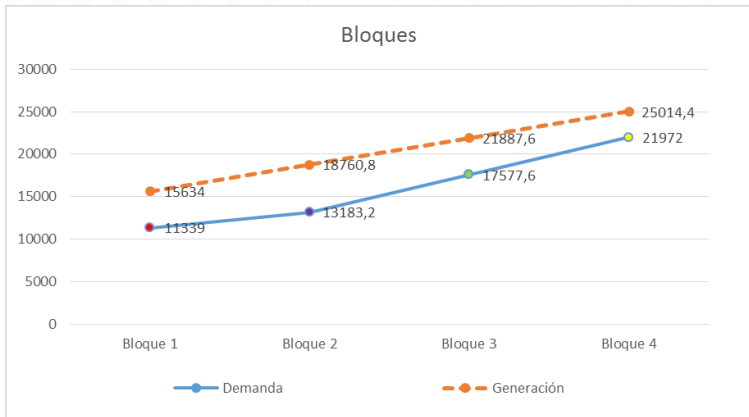
so Colombiano – Bloque 4



2048 - 2052



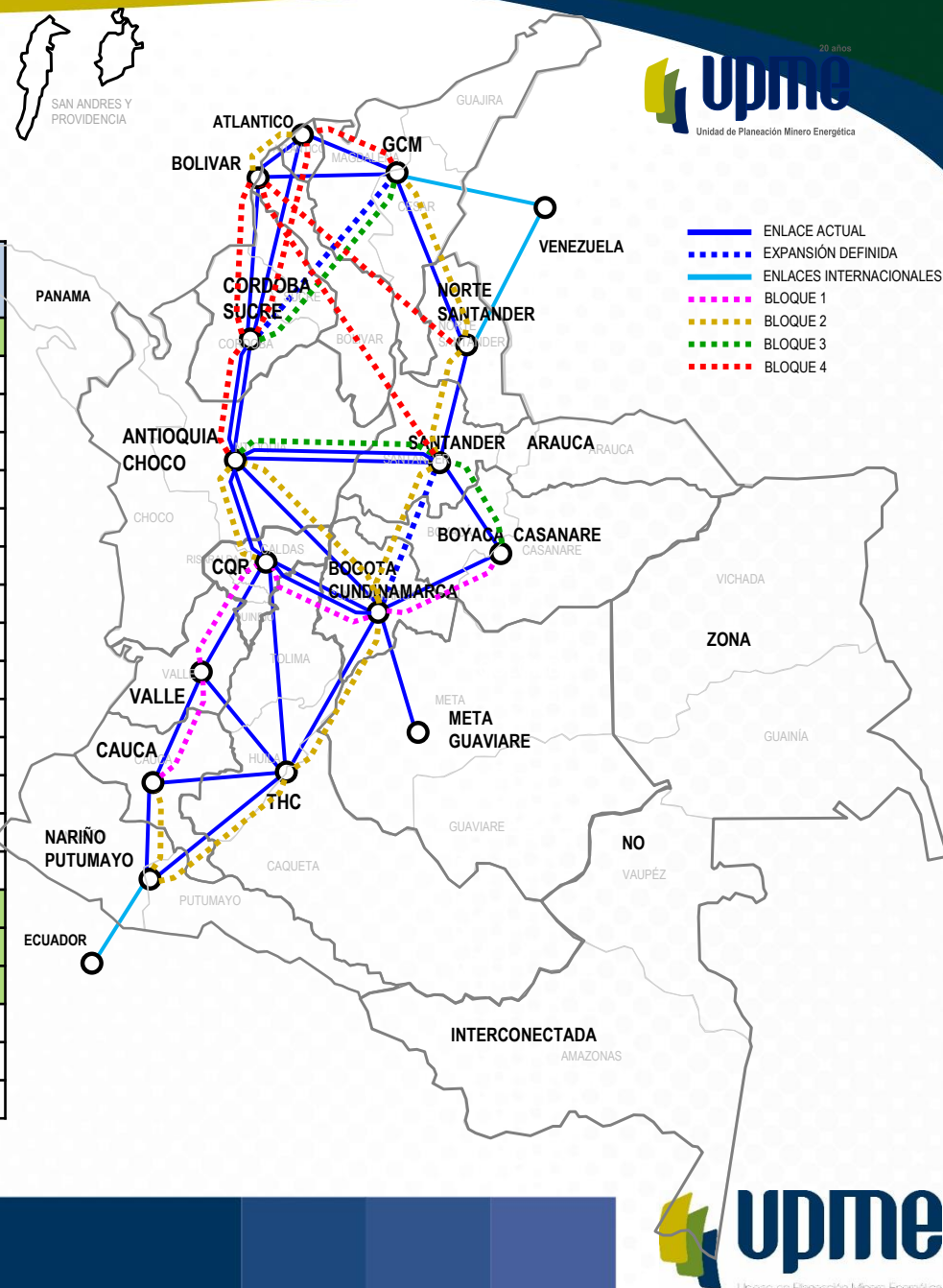
Caso Colombiano – Bloque 4



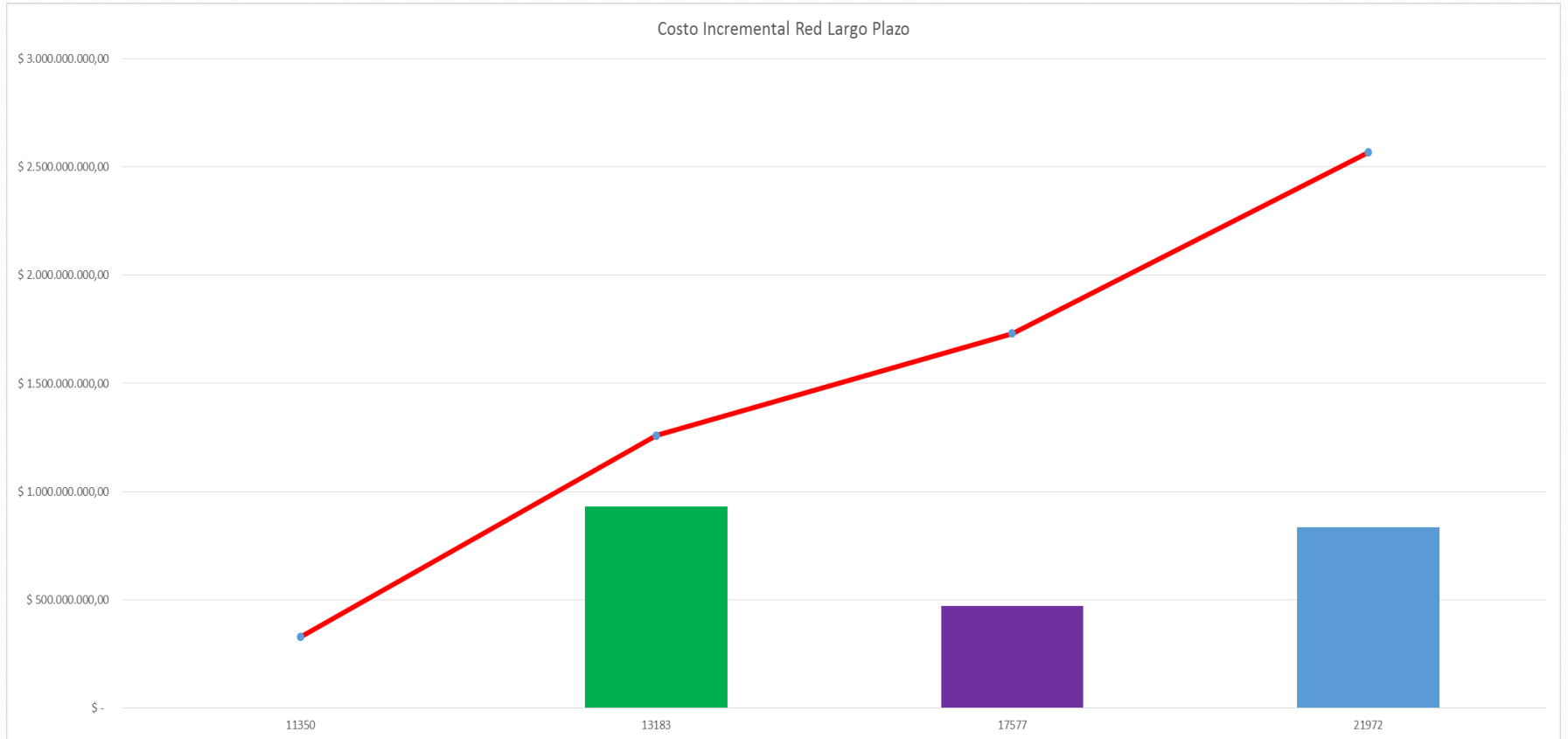
Caso Colombiano – Bloque 4



	Riesgo 1	Riesgo 2	Riesgo 3	Riesgo 4	Riesgo 5
Atlantico – Bolivar	0	0	0	0	1
Atlantico – GCM	0	0	1	0	0
Atlantico – Cordoba –Sucre	0	1	0	0	0
Bolivar – Cordoba Sucre	0	1	0	0	0
Bolivar – Norte de Santander	0	0	1	0	0
Bolivar – Santander	0	0	1	0	0
GCM – Cordoba – Sucre	0	0	1	0	0
GCM – Norte de Santander	0	0	0	1	0
Antioquia – Cordoba – Sucre	0	0	1	0	0
Norte de Santander – Santander	0	0	0	1	0
Santander – Antioquia	0	0	0	1	0
Santander – Boyaca – Casanare	0	0	1	0	0
Santander – Bogotá	0	0	1	0	0
Antioquia – Bogotá	0	0	0	1	0
Antioquia – CQR	0	0	1	0	0
Bogotá – Boyaca	0	0	0	0	1
Bogotá – CQR	0	0	0	0	1
Bogotá – CQR	0	0	0	0	1
CQR – Valle	0	0	1	0	0
Valle – Cauca	0	0	0	1	0
THC –Nariño	0	0	1	0	0



Costo Marginal Expansión



Conclusiones y recomendaciones

- Se recomienda la nueva subestación Nueva Granada 230 kV, reconfigurando los enlaces Guatiguará – Sochagota 230 kV y obras asociadas en el STR
- Se recomienda la interconexión entre Casanare – Arauca en 230 V, mediante la nueva subestación Alcaravan 230 kV conectada a San Antonio 230 kV mediante un circuito en 230 kV y la subestación Banadia 230 kV y segundo circuito Banadia – Caño Limon II (Extensión de la barra Caño Limón).
- Se recomienda uso de compensación estática en la costa caribe, entre 150 MVAR y 200 MVAR.
- Se estudiaron 12 escenarios, los cuales evidencian una primera red objetivo la cual esta sujeta a la definición del cargo o a las plantas que sigan con su intención de conexión.
- Se observa el impacto en la red de la conexión de demandas importantes, por lo cual se evidencia la necesidad de supeditar la conexión de demandas, al desarrollo de la red.

Conclusiones y recomendaciones

- Se presenta una metodología de expansión de largo plazo, la cual identifica las necesidades de expansión hasta el 2050 en términos de líneas en 500 kV.

AGENDA

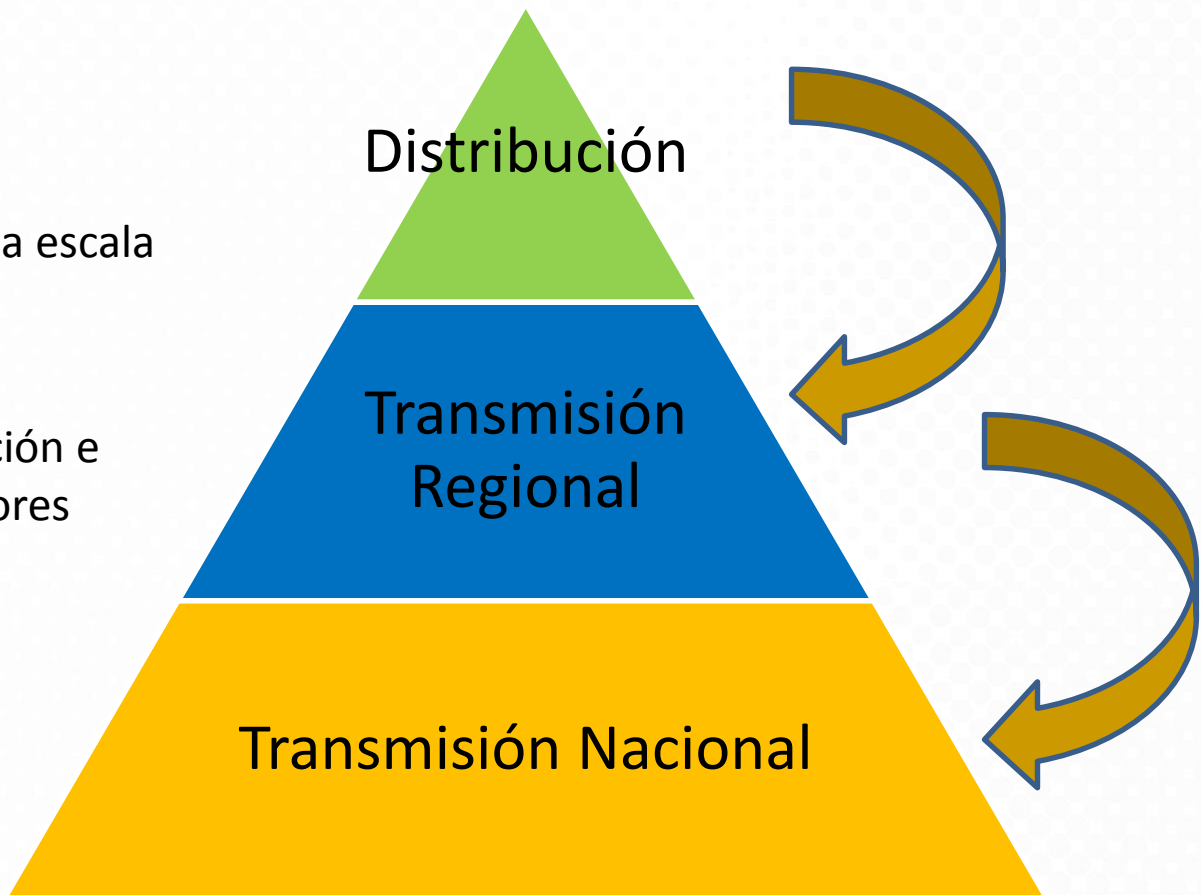
- Supuestos
- Obras STN
 - Obras Santander
 - Obras Casanare - Arauca
- Análisis Medida de Mitigación Costa Caribe STN
- Análisis Expansión Generación Antioquia – CQR
- Impacto Conexión demandas Oriental
- Planeación de Largo Plazo
- Análisis de los STRs

Integración STN – STR -SDL

Demanda residencial,
comercial, industrial
Pequeña, generación pequeña escala

Demanda
comercial, industrial, generación e
Interconexión entre generadores

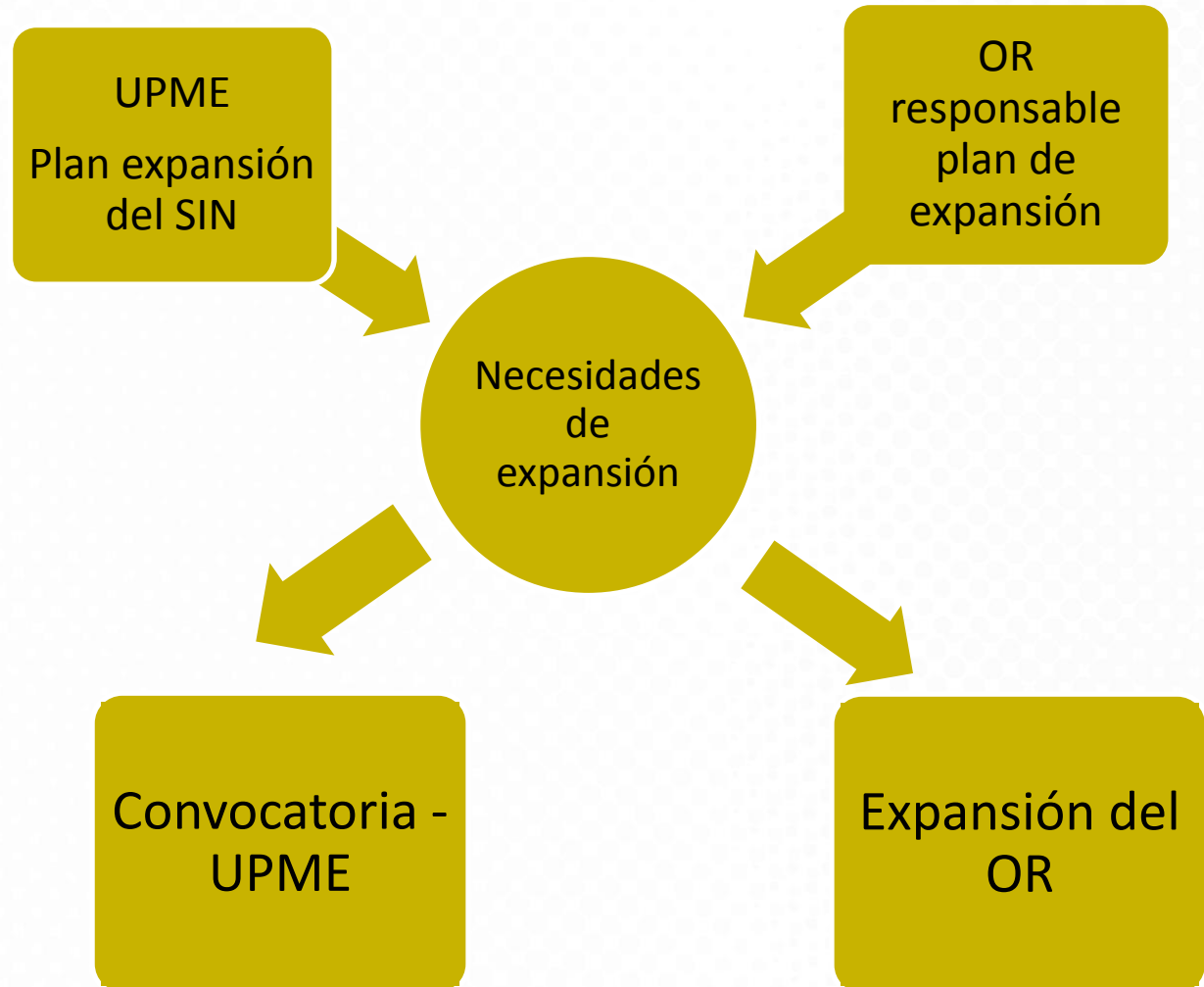
Demanda
comercial, industrial,
Generadores, conexión de
OR



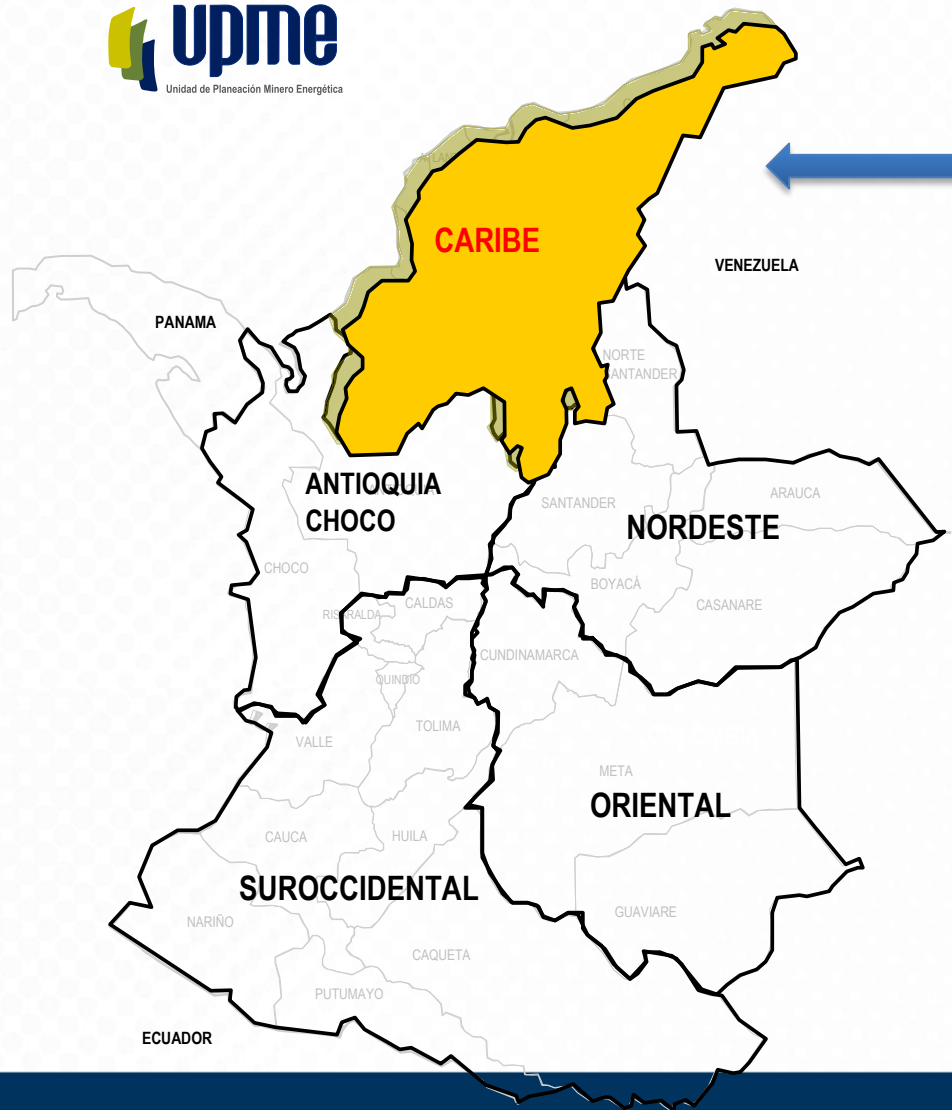
Expansión del STR

Consideraciones:

- Agotamiento de red
- Mejora confiabilidad
- Reducción de restricciones
- Conexión demanda
- Conexión generación



Sistemas de Transmisión Regionales



Problemática:

- Agotamiento transformación STN/STR
- Agotamiento red STR (radialidades)
- Bajas Tensiones
- Restricciones de generación

Proyectos aprobados o en ejecución:

- Caracolí y obras complementarias en Atlántico.
- El Rio y obras asociadas.
- La Marina y obras asociadas.
- Nuevo punto conexión Bolívar y Obras asociadas
- Ampliación transformación Bosque
- Segundo cto Chinú – Boston
- Compensación Montería, el Carmen y el Paso
- Montería y obras asociadas
- Toluviejo y obras asociadas
- Rio Córdoba y obras asociadas
- Ampliación TRF Valledupar
- San Juan y obras asociadas
- Compensación Rio hacha – Maicao
- Cierre anillo Riohacha – Maicao
- La loma y obras asociadas



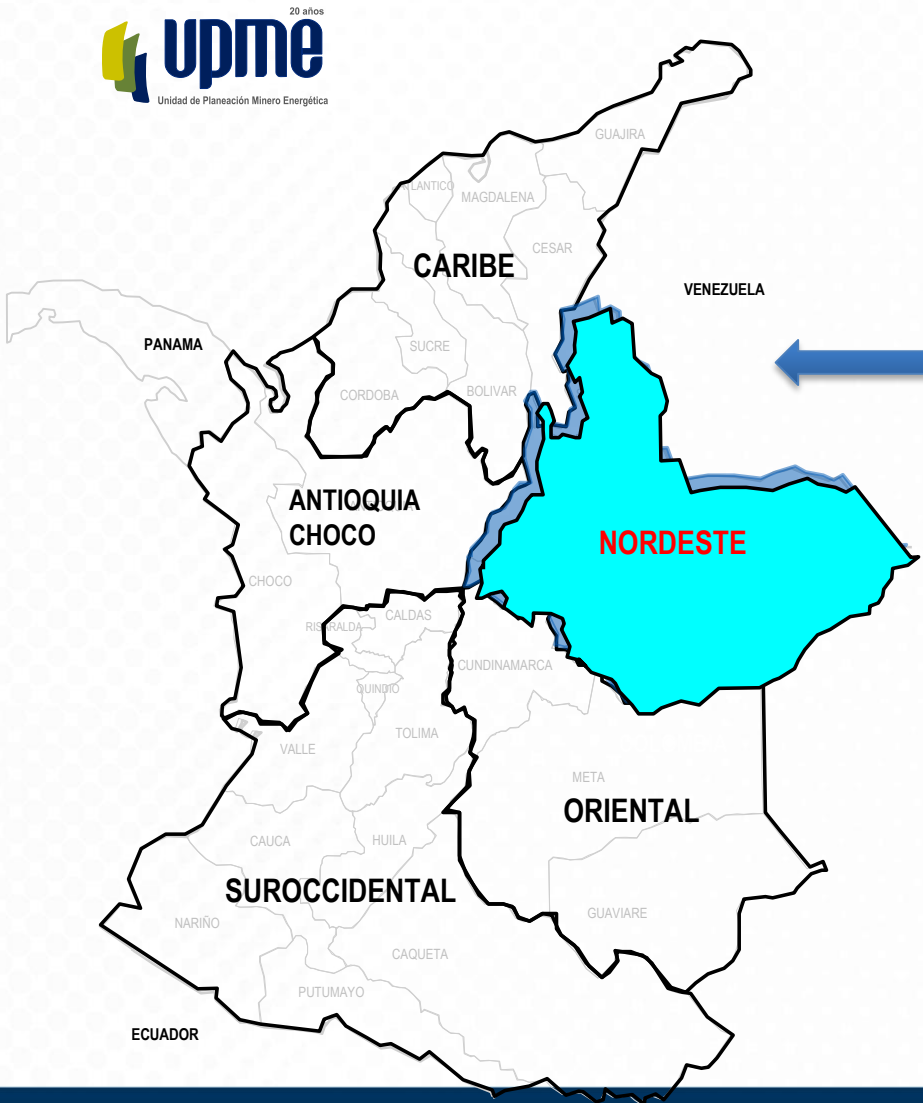
Sistemas de Transmisión Regionales

Problemática:

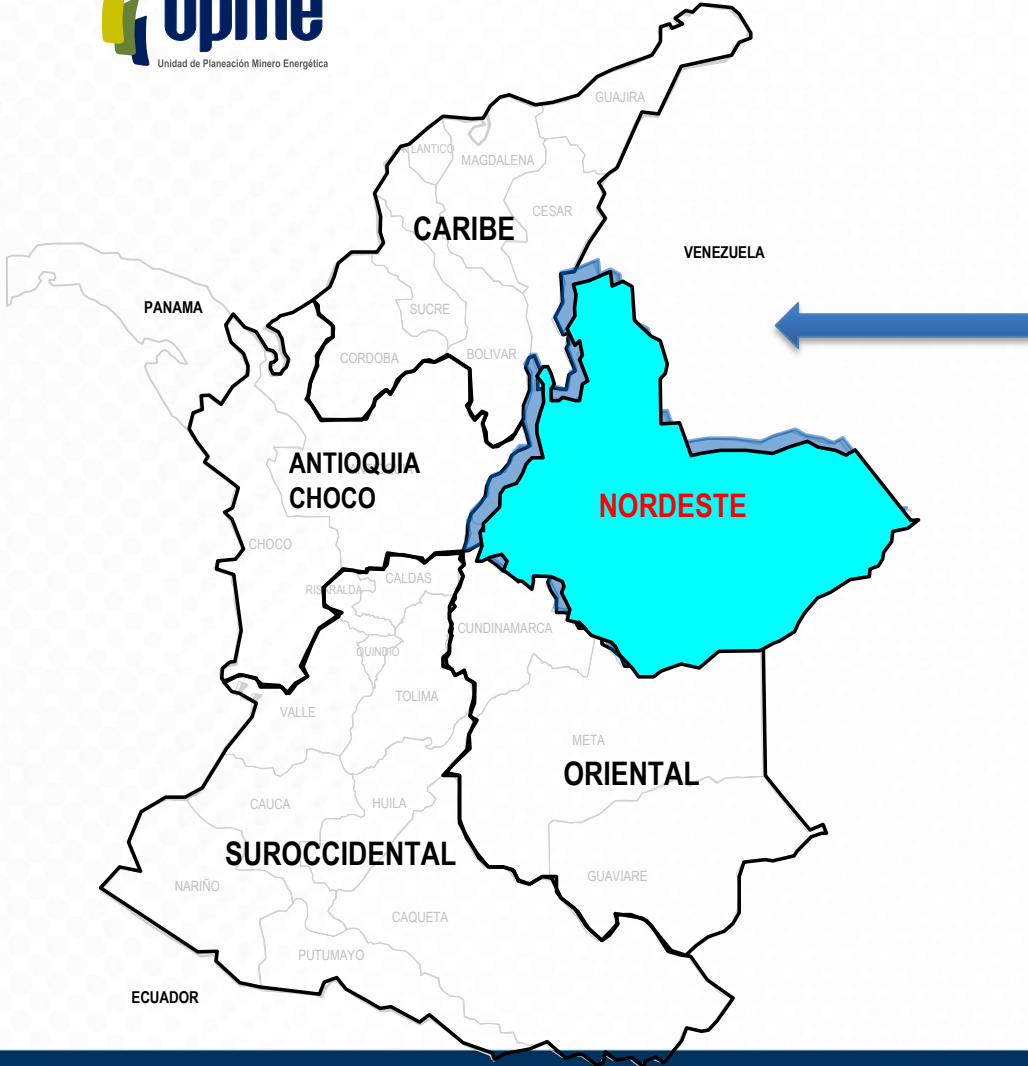
- Agotamiento transformación STN/STR
- Agotamiento red STR
- Bajas Tensiones
- Restricción generación

Proyectos aprobados o en ejecución Santander - Norte de Santander:

- Segundo transformador Bucaramanga 230/115 kV – 150 MVA.
- Palenque y obras asociadas
- Subestación Principal 115 kV.
- Normalización T Bucaramanga.
- Subestación Conucos 115 kV.
- Subestación Río Frio.
- Línea Ocaña – San Alberto 115 kV.
- Segundo circuito Barranca – Puerto Wilches 115 kV.
- Subestación Buena Vista 115 kV.
- Segundo transformador en San Mateo 115 kV.
- Compensación en la subestación Tibú 115 kV.
- Subestación Nueva Aguachica 115 kV.
- Reconfiguración de la línea Ocaña – Aguachica 115 kV.
- Compensación en Aguachica 115 kV.
- Normalización de la subestación Ayacucho 115 kV.
- Compensación en Ayacucho 115 kV.
- Cambio de CT's Línea Ocaña – Aguachica Nueva 115 kV.
- Repotenciación de la línea Belén – La Ínsula 115 kV.
- Línea Aguachica Nueva – Ayacucho 115 kV.
- Repotenciación línea Tibú – Zulia 115 kV.
- Repotenciación línea Convención – Tibú 115 kV



Sistemas de Transmisión Regionales



Problemática:

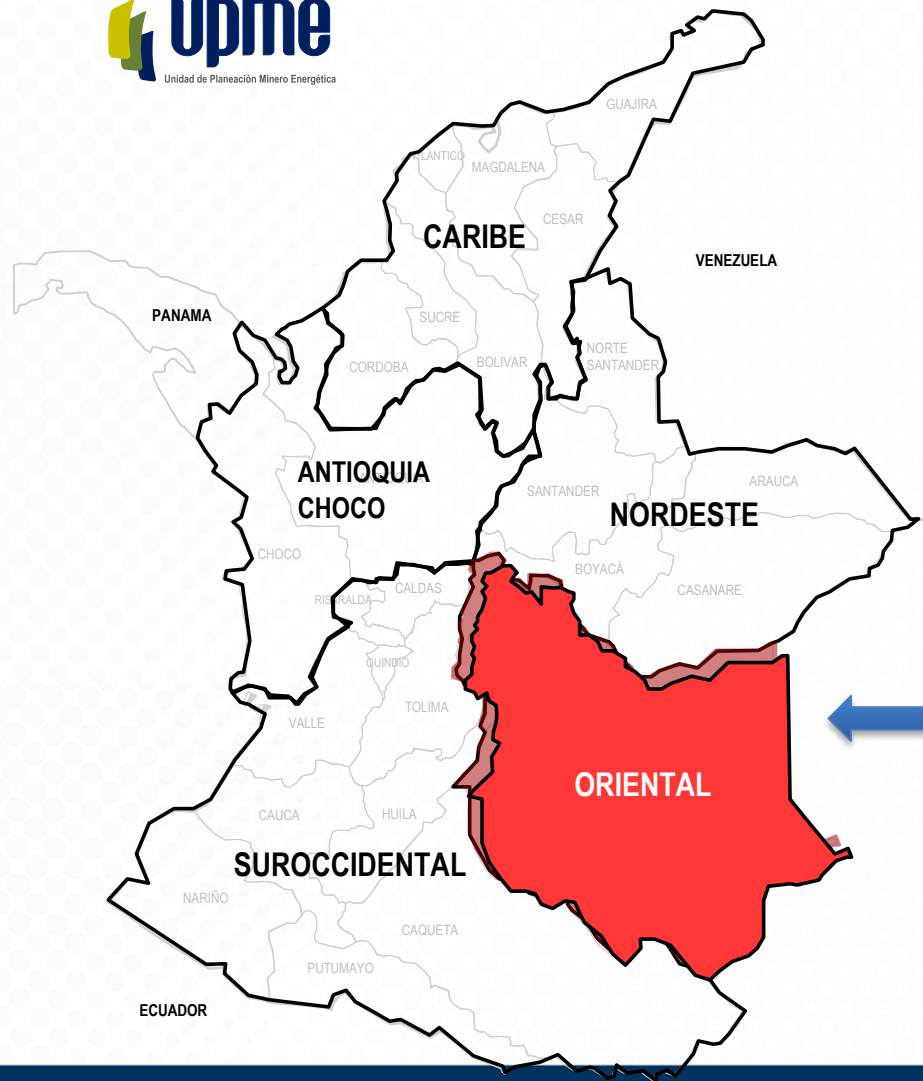
- Agotamiento transformación STN/STR
- Agotamiento red STR
- Bajas Tensiones
- Atrapamiento Generación

Proyectos aprobados o en ejecución Boyacá - Casanare:

- Compensación en Yopal 115 kV.
- Transformador de Sochagota 115 kV más reconfiguración de las líneas Paipa – San Antonio 115 kV y San Antonio – Higuera 115 kV
- Subestación El Huche 115 kV más reconfiguración de la línea San Antonio – Boavita 115 kV
- Subestación Alto Ricaurte 115 kV más reconfiguración de la línea Donato – Chiquinquirá 115 kV.
- San Antonio y obras asociadas
- Segundo circuito San Antonio – El Huche 115 kV y El Huche – Boavita 115 kV .
- Segundo circuito Donato – Alto Ricaurte 115 kV y Alto Ricaurte – Chiquinquirá 115



Sistemas de Transmisión Regionales



Agotamiento red STR Bajas Tensiones

Proyectos aprobados o en ejecución:

- Tercer transformador en Reforma 230/115 kV
- Segundo Circuito Suria – Puerto Lopez
- Segundo Circuito Puerto Lopez – Puerto Gaitán 115kV
- Suria y obras asociadas
- Nueva subestación Guamal 115 kV y líneas asociadas.
- Nueva subestación Catama 115 kV y líneas asociadas.
- Nueva Esperanza y obras asociadas
- Norte nueva esperanza
- Subestación Gran Sabana 115 kV.
- Nueva subestación Compartir 115 kV.
- Nueva esperanza y obras asociadas
- Norte y obras asociadas

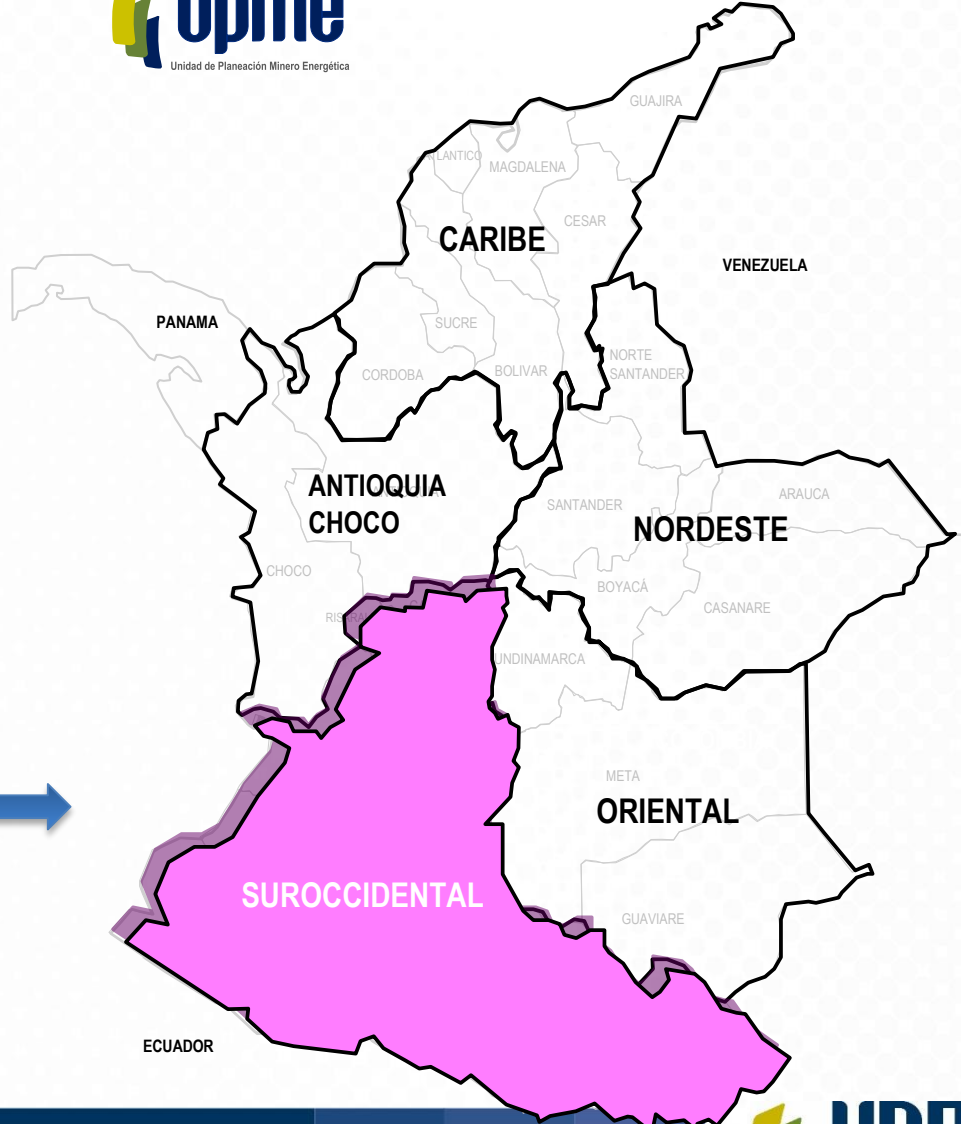


Sistemas de Transmisión Regionales

- Agotamiento transformación STN/STR
- Agotamiento red STR
- Bajas tensiones
- Restricciones de generación

Proyectos aprobados o en ejecución Caldas – Quindío - Risaralda:

- Proyecto Armenia.
 - El segundo TRF en Enea
 - Normalización T Manzanares 115 kV.
 - Tercer TRF en Esmeralda 230/115 kV.
 - Segundo TRF Hermosa 230/115 kV
 - Reconfiguración doble circuito
- Esmeralda – Rosa 115 kV.



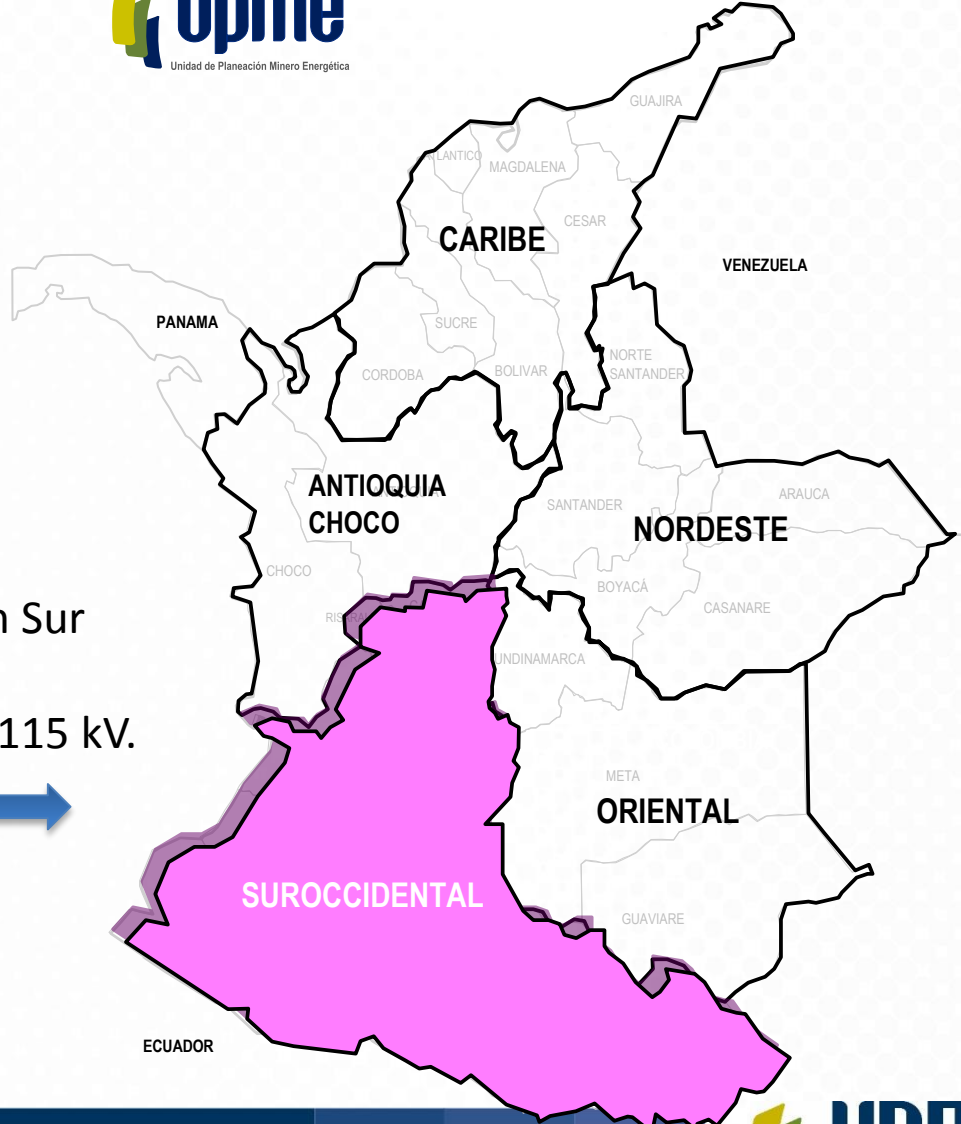
Sistemas de Transmisión Regionales



- Agotamiento transformación STN/STR
- Agotamiento red STR
- Bajas tensiones
- Restricciones de generación

Proyectos aprobados o en ejecución Valle:

- Subestación Bahía y obras asociadas 115 kV.
- Cambio de nivel de tensión Subestación Sur y obras asociadas.
- Subestación Diésel II y obras asociadas 115 kV.
- Subestación Ladera y Obras asociadas 115 kV.
- Subestación Arroyohondo y obras asociadas 115 kV.

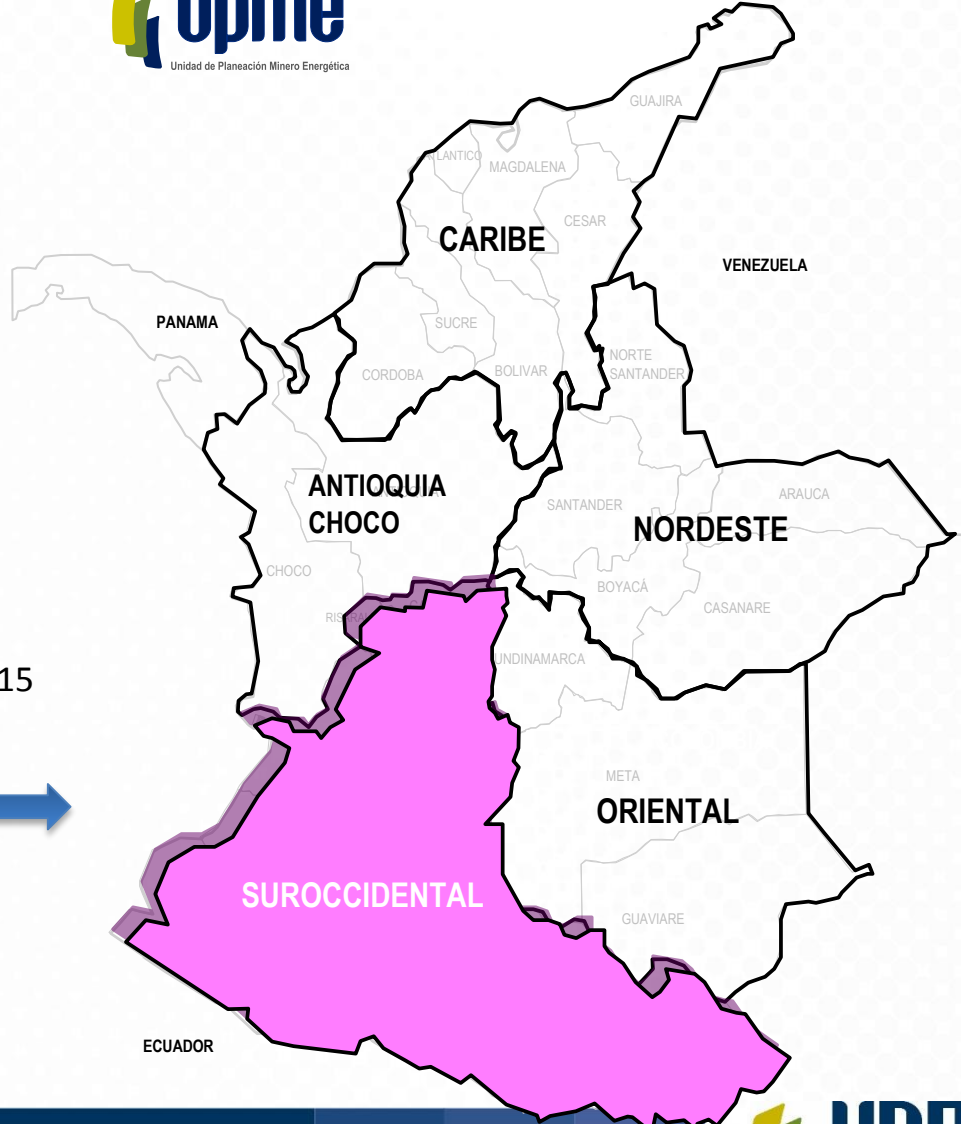


Sistemas de Transmisión Regionales

- Agotamiento transformación STN/STR
- Agotamiento red STR
- Bajas tensiones
- Restricciones de generación

Proyectos aprobados o en ejecución Cauca – Nariño y Tolima-Huila - Caqueta:

- Subestación San Martín 115 kV.
- Subestación Jardinera 115 kV
- Subestación el Hobo 115 kV.
- Normalización Natagaima 115 kV.
- Tuluní 220 kV y obras asociadas.
- Segundo circuito Altamira – Florencia – Doncello 115 kV.
- Segundo transformador en Altamira 230/115 kV – Obra definida por la Unidad
- Compensación en Flandes 15 MVar
- Compensación en Laceros 15 MVar
- Confiabilidad Lanceros 115 kV
- Nuevo circuito Mirolindo – Gualanday 115 kV
- Normalización de SE Cajamarca

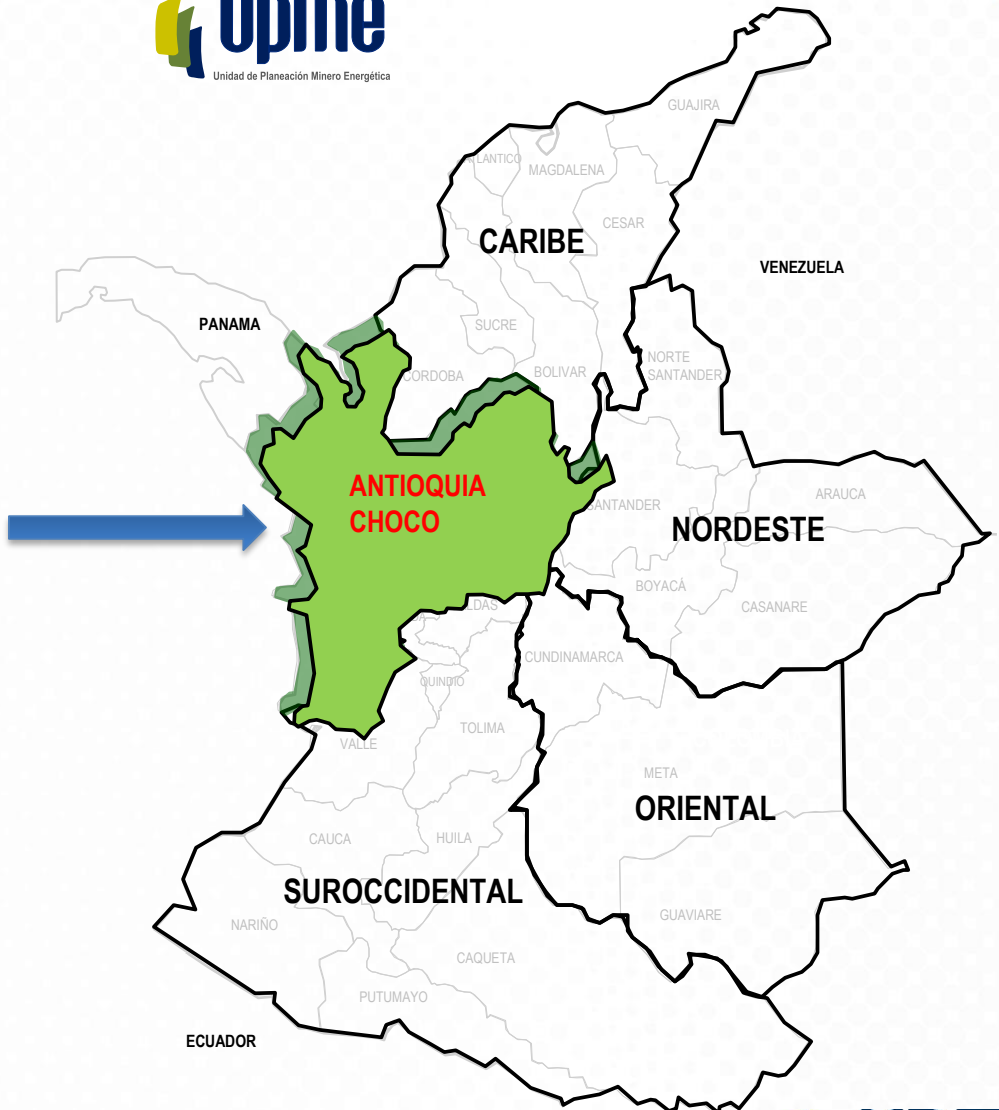


Sistemas de Transmisión Regionales

- Agotamiento transformación STN/STR
- Agotamiento red STR
- Bajas Tensiones
- Restricciones de generación

Proyectos aprobados o en ejecución Antioquia - Chocó:

- Repotenciación El Salto – Yarumal 110 kV.
- Nuevo punto de conexión en Guayabal 230/110 kV – 360 MVA.
- Barraje en Caucasia 110 kV.
- Hispania – Normalización subestación 110 kV.
- Línea Cerromatoso – Caucasia 110 kV.
- Subestación Sonsón y líneas asociadas 110 kV.
- Nuevo punto conexión en La Sierra 230/110 kV.
- La Sierra – Cocorná 110 kV.
- El Salto – Amalfí – La Cruzada 110 kV.
- San Lorenzo y obras asociadas
- El Siete y obras asociadas
- Bello – Guayabal- Ancon y obras asociadas



EQUIPO DE TRABAJO

BAISSER ANTONIO JIMÉNEZ RIVERA
ALVARO GOMEZ RUIZ
RAUL GIL NARANJO
JHON SEBASTIAN ZARATE HERRERA
NICOLAS ACHURY BELTRAN
ANA MARIA OSPINA SIERRA
LUIS ALEJANDRO REYES MARTINEZ
CRISTIAN CAMILO VIASUS FIGUEREDO
SILVANA FONSECA CONSUEGRA
MATEO RESTREPO BAHAMON
JAVIER ANDRES MARTINEZ GIL
JULIANA ALEXANDRA MORENO TIUSABA
JEYMI ALEXANDRA SANDOVAL
RAUL RODRIGUEZ PEÑA

antonio.jimenez@upme.gov.co
alvaro.gomez@upme.gov.co
raul.gil@upme.gov.co
jhon.zarate@upme.gov.co
nicolas.achury@upme.gov.co
ana.ospina@upme.gov.co
luis.reyes@upme.gov.co
cristian.viasus@upme.gov.co
silvana.fonseca@upme.gov.co
mateo.restrepo@upme.gov.co
javier.martinez@upme.gov.co
juliana.moreno@upme.gov.co
alexandra.sandoval@upme.gov.co

GRACIAS

www.upme.gov.co



@upmeoficial



Upme (Oficial)



MINMINAS

