



**UNIVERSIDAD  
DE ANTIOQUIA**

**DESARROLLO DEL PLAN DE EXPANSIÓN  
PARA UN OPERADOR DE RED EN EL  
NOROCCIDENTE DEL PAIS**

Autor(es)

Julián Gutiérrez Gómez

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería, Departamento de ingeniería  
eléctrica

Medellín, Colombia

2021



**DESARROLLO DEL PLAN DE EXPANSIÓN PARA UN OPERADOR DE RED EN EL  
NOROCCIDENTE DEL PAIS**

Julián Gutiérrez Gómez

Informe de práctica  
como requisito para optar al título de:  
Ingeniero Electricista.

Asesores (a) o Director(a) o Co- Directores(a).

Fernando Villada Duque

Universidad de Antioquia  
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería eléctrica  
Medellín, Colombia  
2021.

# DESARROLLO DEL PLAN DE EXPANSIÓN PARA UN OPERADOR DE RED EN EL NOROCCIDENTE DEL PAIS

---

## Resumen

En el proyecto realizado se hizo parte del desarrollo del plan de expansión para un operador de red, en el cual se buscó mejorar las condiciones operativas del sistema, identificando las necesidades en la red actual, y considerando los proyectos que se espera que entren en un futuro.

Como solución a los problemas que dicho operador presenta ante eventos de contingencia, se propuso la incorporación de compensación capacitiva en una de las barras del sistema, en aras de brindar el soporte de reactiva requerido por el sistema.

## Introducción

Para el presente proyecto se pretende ser parte del desarrollo del plan de expansión para un operador de red, en el cual se busca mejorar las condiciones operativas del sistema, identificando las necesidades en la red actual, y considerando los proyectos que se espera que entren en un futuro.

Para llevar a cabo dicho plan, se realiza un análisis técnico mediante simulaciones en Digsilent PowerFactory, teniendo en cuenta los parámetros de calidad del servicio definidos en el código de redes, y un análisis económico teniendo en cuenta los costos que acarrearán los futuros proyectos, así como sus beneficios (disminución de pérdidas, desplazamiento del costo marginal de energía, etc) para el país.

Cabe resaltar que el sistema históricamente ha tenido muy altas cargabilidades en sus líneas (lo que se traduce en problemas como grandes pérdidas o regulación indeseada de tensión), pero debido a proyectos que han venido entrando, y los que se espera que entren en operación en fechas posteriores, se ha logrado mejorar paulatinamente los parámetros del sistema; en el análisis técnico del plan se busca continuar mejorando las condiciones operativas del sistema, así como identificar la necesidad de nueva infraestructura en aras de que los nuevos proyectos puedan entrar al sistema, garantizando los parámetros de calidad de la energía que aquí se describen.

## Objetivos

**General:** apoyar en el desarrollo del plan de expansión de un operador de red, teniendo en cuenta las condiciones iniciales, y los proyectos que se espera que entren en operación a futuro. Dicha planeación deberá tener en consideración las normas técnicas colombianas que le sean aplicables.

**Específicos:**

- Estudiar las normas implicadas en la elaboración del proyecto, entre éstas se destacan: el código de redes (resolución 025 del 95) y resolución 015 de 2018.
- Familiarizarse con el manejo del software Digsilent PowerFactory, en especial el manejo de sus DPLs, de manera que sea posible realizar los estudios técnicos.
- Apoyar en la actualización de la base de datos del software, incluyendo los cambios que el sistema ha presentado, y los que se espera se presenten a futuro.
- Dar apoyo en la realización de los análisis de cargabilidad, estabilidad y pérdidas del sistema en el horizonte de estudio. Dicho análisis debe realizarse velando por el cumplimiento de las normas mencionadas anteriormente.
- Prestar apoyo en la realización de los estudios económicos asociados al sistema, teniendo en cuenta los proyectos planeados, sus inversiones y las unidades constructivas asociadas a éstos.

**Marco Teórico:** para realizar el estudio técnico, se tiene en cuenta los criterios definidos en el código de redes (CREG 025 de 1995) y en el reglamento de distribución, de calidad, seguridad y confiabilidad.

**Calidad:**

- En estado estacionario, las tensiones en barras deben estar acotadas entre 0,9 p.u. y 1,1 p.u. para sistemas de 110 kV, 115 kV, 220kV y 230 kV; para barras a 500 kV la cota superior será de 1,05 p.u.
- La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad.
- La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de tensión de operación con respecto al nominal del equipo.
- En el Largo y Mediano plazo no se permiten sobrecargas permanentes. En el Corto y muy Corto Plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo a la duración de la misma sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos.

## **Seguridad:**

- El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 220 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- El sistema debe permanecer estable bajo una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 500 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0,8 p.u. por más de 700 ms.

Para determinar los costos de inversión de los proyectos, se toma como base las unidades constructivas definidas en las normas CREG 015 de 2018.

Unidades constructivas: elementos que conforman típicamente un sistema eléctrico, destinados al transporte o supervisión de la energía, y la supervisión y control de los activos.

## **Metodología**

Teniendo en cuenta las características del sistema actual, y las proyecciones de nuevos proyectos para dicho sistema, se llevan a cabo simulaciones en el software Digsilent PowerFactory, realizando:

**Recolección, Análisis y Revisión de la Información:** Inicialmente se actualiza y revisa el modelo que se tiene del sistema, modelando también las proyecciones con base en los planes de expansión emitidos por la UPME. Adicionalmente, se definen tres escenarios de demanda para los estudios: máxima, media y mínima.

**Análisis Eléctricos:** análisis eléctricos en AC en estado estable para condiciones normales de operación y en contingencia.

- Análisis de pérdidas para la red.
- Análisis de confiabilidad
- Análisis de Cortocircuito.

**Análisis Económico de la Conexión:** con base en la resolución 015 del 2018, se determina los costos de inversión de los activos que se espera que entren al sistema.

- Valoración económica de las pérdidas, teniendo en consideración los diferentes escenarios operativos y su duración.
- Valoración de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento AOM y Activos No Eléctricos ANE en todo el horizonte del análisis, para los proyectos mencionados anteriormente.

- Realización del flujo de caja de los proyectos, proyectado a 25 años, con una tasa de descuento del 13 % para activos del STR y SDL y del 11,5 % para activos del STN, tal y como se define en las resoluciones mencionadas anteriormente.

Convención empleada:

ALT #	Alternativa #	MT	Demanda Máxima Despacho Térmico
ANE	Activos No Eléctricos	N-1	Contingencia sencilla
AOM	Administración Operación y Mantenimiento	NH	Demanda Mínima Despacho Hidráulico
B/C	Relación Beneficio Costo	No.	Número
CND	Centro Nacional de Despacho	NT	Demanda Mínima Despacho Térmico
CNOP	Condición Normal de Operación	OR	Operador de Red
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas	SIN	Sistema Interconectado Nacional
DH	Demanda Media Despacho Hidráulico	STN	Sistema de Transmisión Nacional
DT	Demanda Media Despacho Térmico	STR	Sistema de Transmisión Regional
IEB	Ingeniería Especializada	UC	Unidad Constructiva
IPP	Índice de Precios del Productor	UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
MH	Demanda Máxima Despacho Hidráulico	XM	Expertos en Mercados

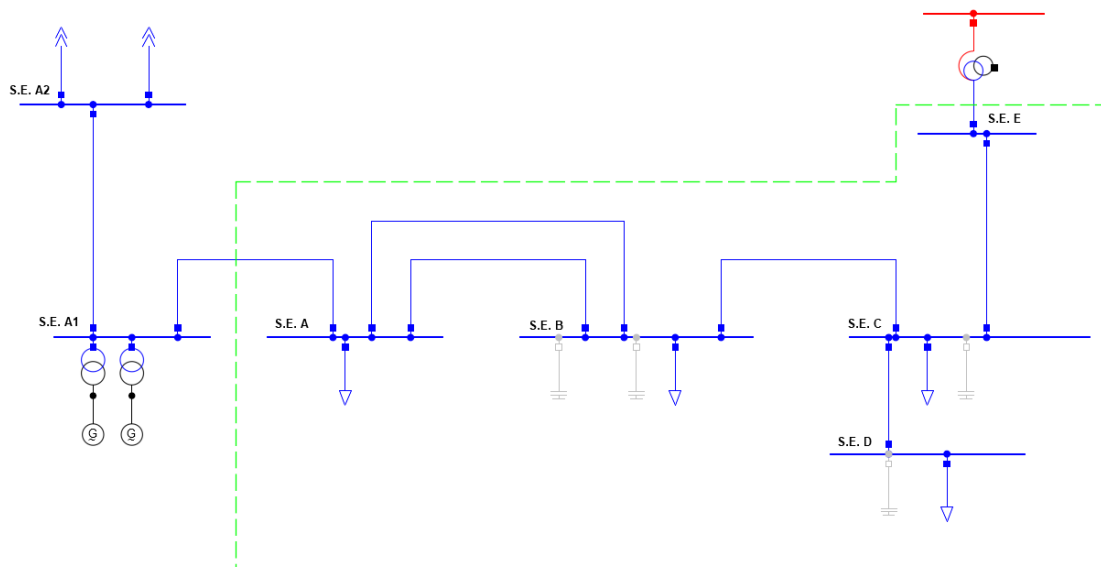
## Resultados y análisis

La red estudiada ostenta, durante todo el horizonte de análisis, y en condiciones normales de operación, valores de tensión y cargabilidad dentro de los márgenes establecidos por la norma. Pese a ello, algunas barras presentan valores cercanos al límite normativo inferior (0,90 p.u.), por lo cual ante contingencia se presentan violaciones de tensión, que implican la necesidad de deslastrar carga. Por lo que con el plan de expansión se buscó dar robustez al sistema, de tal manera que se tuviera un soporte suficiente de reactivos y así no tener que desconectar carga de las subestaciones.

**Horizonte de análisis:** el plan desarrollado comprende un horizonte de tiempo de diez años (2020 – 2030). Estudiándose el presente año en aras de realizar un diagnóstico del estado de la red.

**Alternativas evaluadas:** Para conocer el estado del sistema se realizaron simulaciones en condiciones normales de operación y durante contingencias sencillas (N-1), con lo cual se pudo determinar las necesidades de la red. Dichas simulaciones se realizaron teniendo en cuenta, entre otros, información compartida por el operador de red.

Adicionalmente, se tuvo en consideración los diferentes escenarios operativos en los cuales se puede encontrar el sistema (curva de demanda y despacho de la generación), así como el crecimiento vegetativo de la demanda en el horizonte de tiempo teniendo en cuenta las proyecciones realizadas por la UPME.



**Figura 1. Diagrama unifilar de la red estudiada**

Las alternativas estudiadas, que permiten dar solución a los problemas mencionados son las siguientes:

Alternativa 1: Conexión de compensación capacitiva en las subestaciones A y C de 11,3 MVar y 12 MVar (dos pasos) respectivamente.

Alternativa 2: Conexión de compensación capacitiva en la subestación C de 16,9 MVar (2 pasos). Dicha alternativa requiere la incorporación de un paso adicional de 3,8 MVar en la misma subestación para el año 2030.

### Contingencias analizadas

A continuación, en la Tabla 1, se hace un resumen de las contingencias más representativas analizadas para el sistema

**Tabla 1. Resumen de contingencias**

No.	Nombre	Tipo de elemento
1	Tramo A1 – A	Línea
2	Tramo A- B	Línea
3	Tramo B - C	Línea
4	Tramo C - D	Línea
5	Tramo C - E	Línea
6	Transformador subestación E	Transformador

### Resultados de flujo de carga

Para estudiar el estado del sistema, se realizaron simulaciones en el horizonte de tiempo indicado, simulando escenarios de demanda máxima, media y mínima, y teniendo en cuenta las épocas húmedas y secas del país para simular los despachos de generación.

## Caso sin proyecto

Los resultados obtenidos permitieron observar la necesidad que tenía la red de suplir la energía reactiva, ya que, si bien ante condiciones normales de operación se presentaban valores de tensión y cargabilidad dentro del marco normativo, algunas barras tenían valores de tensión cercanas al límite inferior (0,90 p.u.), por lo que en condiciones de contingencia se violaban dichas restricciones, implicando un deslastre de carga.

En cuanto a las cargabilidades encontradas, para todo el horizonte de tiempo no se presentaron sobrecargas, teniendo valores que no superan, ni en condiciones de contingencia sencillas, un 75%.

Los resultados más representativos encontrados para el año de diagnóstico (2020), se resumen en la Tabla 2 y Tabla 3, en las cuales se puede ver que existe un déficit de energía reactiva durante la contingencia de todos los elementos de nivel 4 del operador. A manera de ejemplo ilustrativo, en la se detallan las tensiones en las diferentes barras del sistema presentadas ante una de las contingencias más nocivas para la red; en dicha gráfica se puede ver cómo, para la mayoría de escenarios y y barras, la contingencia mencionada indisponde al sistema.

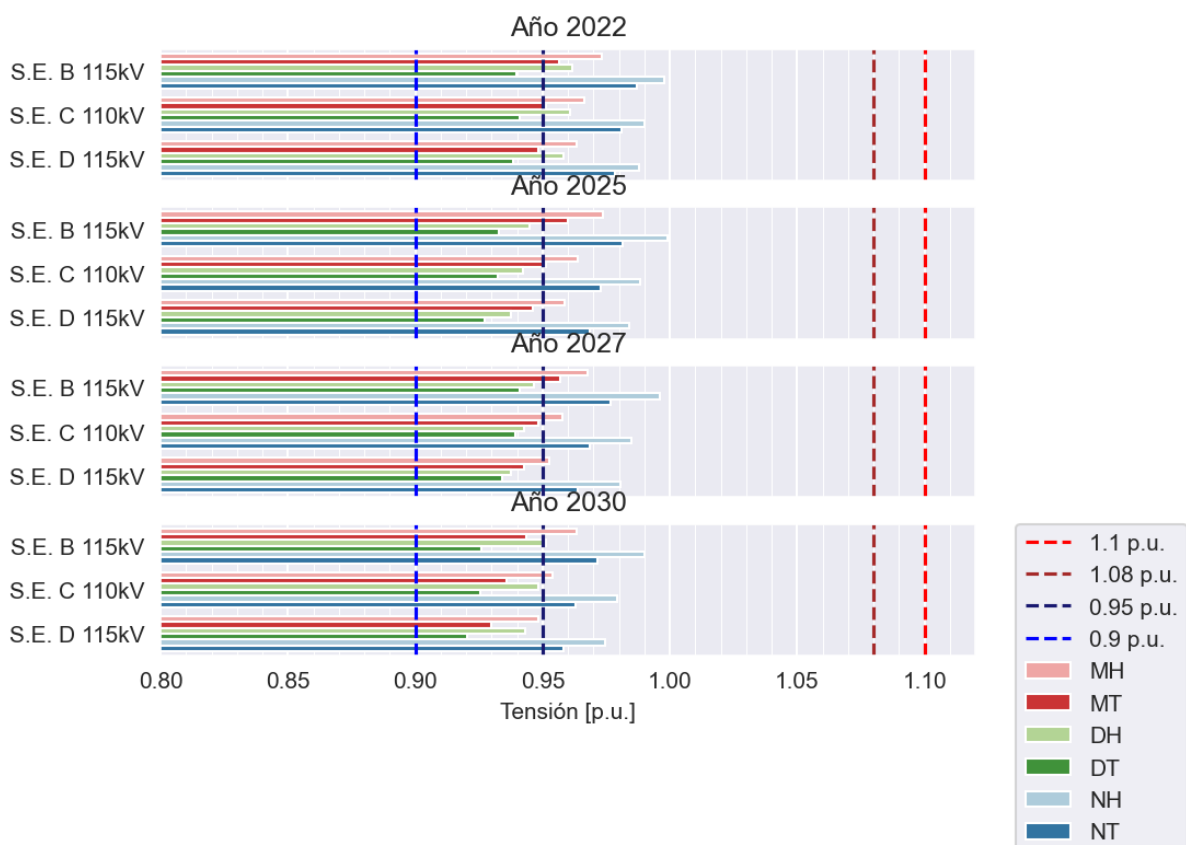


Figura 2. Tensiones [p.u.] en condiciones normales de operación



**Tabla 2. Tensiones fuera de rango**

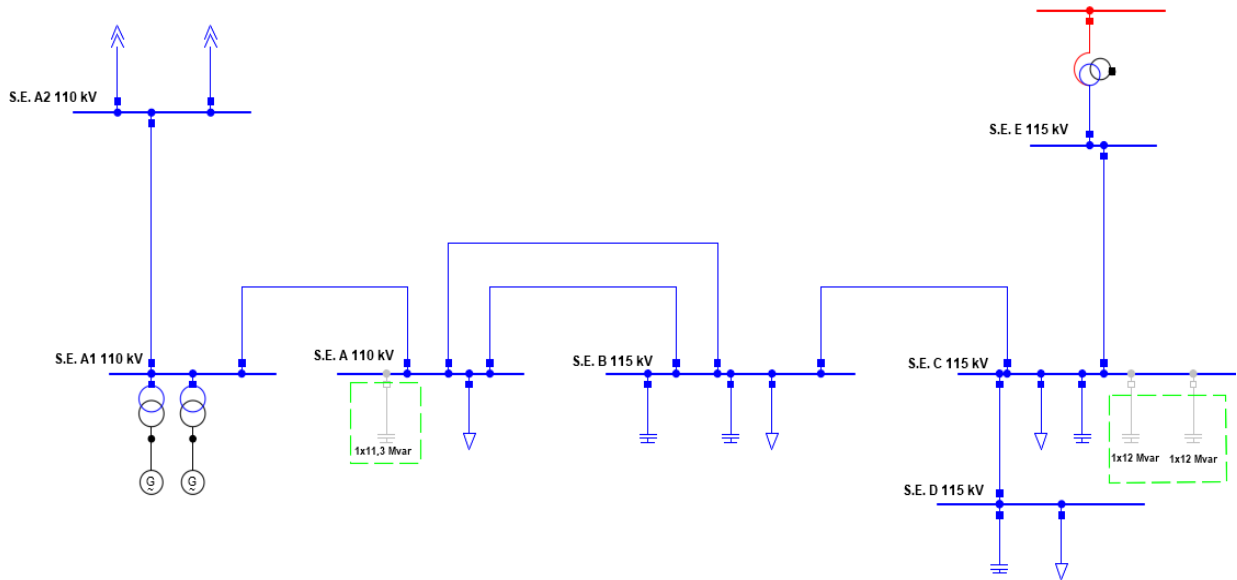
2020 - Caso Base Subestación (Contingencia)	Voltajes [p.u.]					
	MH	MT	DH	DT	NH	NT
<b>N-1 Tramo A1 – A2</b>						
Subestación A 110 kV	0,98	<b>0,79</b>	1,03	<b>0,89</b>	1,06	0,94
Subestación C 115 kV	0,92	<b>0,78</b>	0,97	<b>0,86</b>	0,99	<b>0,90</b>
Subestación D 115 kV	0,92	<b>0,77</b>	0,96	<b>0,86</b>	0,99	<b>0,90</b>
Subestación A1 110 kV	0,99	<b>0,79</b>	1,03	<b>0,89</b>	1,06	0,94
Subestación B 115 kV	0,92	<b>0,76</b>	0,97	<b>0,85</b>	1,00	<b>0,89</b>
<b>N-1 Tramo A1 - A</b>						
Subestación A 110 kV	<b>0,79</b>	<b>0,78</b>	<b>0,86</b>	<b>0,87</b>	0,92	0,92
Subestación C 115 kV	<b>0,78</b>	<b>0,77</b>	<b>0,84</b>	<b>0,85</b>	<b>0,89</b>	<b>0,89</b>
Subestación D 115 kV	<b>0,77</b>	<b>0,76</b>	<b>0,84</b>	<b>0,85</b>	<b>0,89</b>	<b>0,89</b>
Subestación B 115 kV	<b>0,75</b>	<b>0,74</b>	<b>0,83</b>	<b>0,84</b>	<b>0,88</b>	<b>0,88</b>
<b>N-1 Tramo A - B</b>						
Subestación C 115 kV	<b>0,79</b>	<b>0,78</b>	<b>0,84</b>	<b>0,85</b>	<b>0,89</b>	<b>0,89</b>
Subestación D 115 kV	<b>0,78</b>	<b>0,77</b>	<b>0,84</b>	<b>0,85</b>	<b>0,89</b>	<b>0,89</b>
Subestación B 115 kV	<b>0,76</b>	<b>0,75</b>	<b>0,83</b>	<b>0,84</b>	<b>0,88</b>	<b>0,88</b>
<b>N-1 Tramo C - E</b>						
Subestación C 115 kV	0,92	<b>0,90</b>	0,92	<b>0,88</b>	0,96	0,95
Subestación D 115 kV	0,91	<b>0,89</b>	0,91	<b>0,88</b>	0,96	0,95
Subestación B 115 kV	0,92	0,90	0,92	<b>0,89</b>	0,96	0,95

**Tabla 3. Cargabilidad [%] en condiciones normales de operación**

Caso Base Elemento	2020					
	MH	MT	DH	DT	NH	NT
Tramo C - D	16,49	16,90	13,94	14,30	11,72	11,87
Tramo A - B	28,07	16,64	29,92	11,23	21,47	10,28
Tramo B - C	2,34	16,35	5,68	15,78	4,16	11,23
Tramo C – E	8,04	17,86	4,56	16,56	5,33	12,85
Tramo A1 – A2	3,59	12,19	5,35	9,22	2,45	8,45
Tramo A1 – A	30,58	17,60	32,30	12,96	24,18	12,00

## Alternativa 1

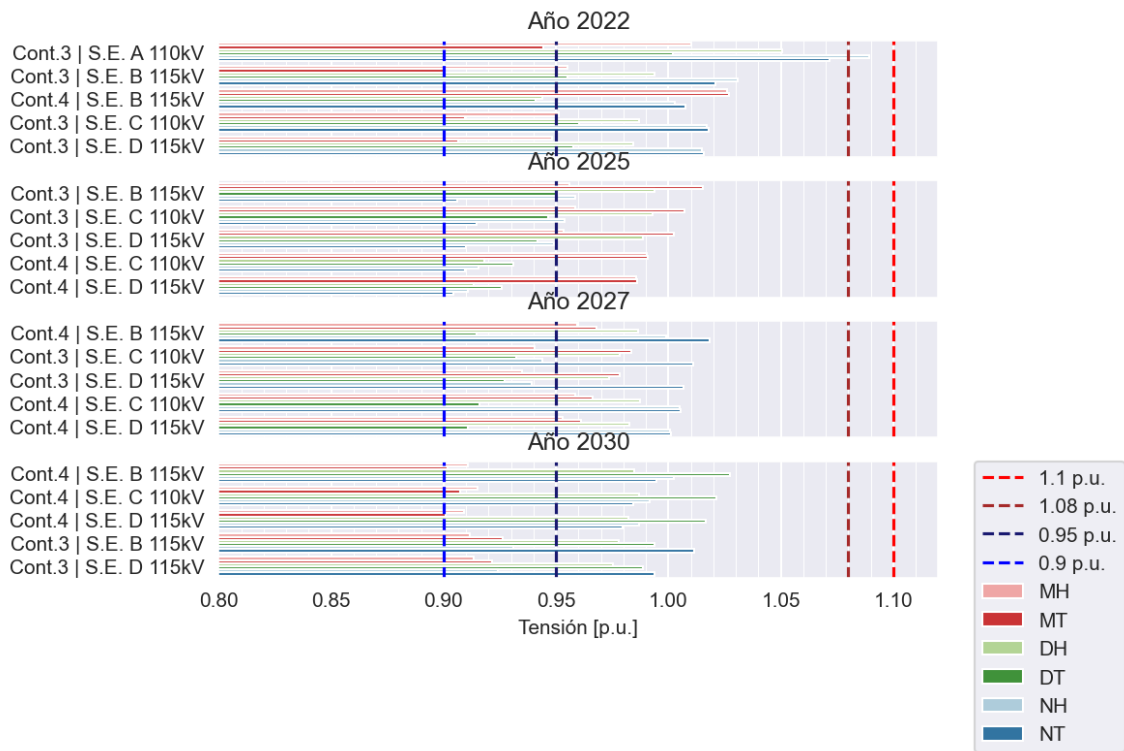
En aras de mitigar la deficiencia de energía reactiva en condiciones de contingencia, se propuso instalar compensación capacitiva en las subestaciones A y C, con un valor de 11,3 MVars y 12 Mvars (dos pasos) respectivamente.



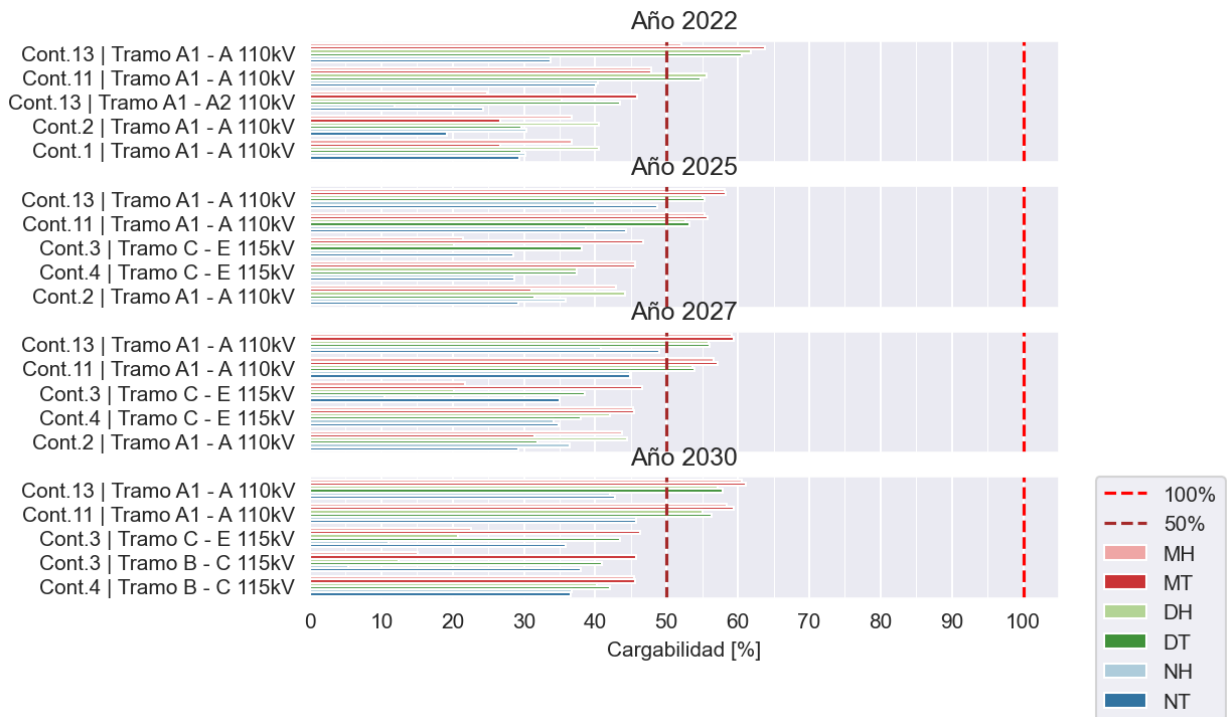
**Figura 3. Diagrama unifilar de la alternativa 1**

Dicha incorporación le permite al sistema sobrellevar las contingencias sencillas del área con valores de tensión acotados, lo cual implica un beneficio económico para el operador, en la medida en que no debe deslastrar carga ante eventos en su sistema o redes adyacentes (incremento en su confiabilidad). Cabe aclarar que dicho diseño se realizó pensando en un horizonte de tiempo de diez años, por lo que para después del 2030 probablemente será necesario la incorporación de nuevas obras, ya que conforme aumente la demanda con el paso del tiempo, el sistema progresivamente volverá a presentar déficit de energía reactiva ante contingencias.

Por otra parte, el sistema registra cargabilidades durante todo el horizonte de análisis, inclusive durante contingencias sencillas, con valores que no superan el 90%, por lo que no se encuentran problemas de esta índole en el sistema. El detalle de las cargabilidades durante condiciones normales de operación se precisa en la Tabla 5.



**Figura 4. Tensión del sistema [p.u.] ante contingencias sencillas**



**Figura 5. Cargabilidad [%] ante contingencias sencillas**

**Tabla 4. Resumen de tensiones [p.u.] encontradas en la red**

2022 - Caso Base Subestación (Contingencia)	Voltajes [p.u.]					
	MH	MT	DH	DT	NH	NT
<b>Caso Base</b>						
S.E. A1 110 kV	1,06	1,04	1,04	1,02	1,08	1,07
S.E. A2 110 kV	1,06	1,04	1,03	1,01	1,07	1,06
S.E. C 115 kV	1,02	1,01	1,02	0,99	1,05	1,04
S.E. A 110 kV	1,08	1,06	1,06	1,03	1,10	1,08
S.E. D 115 kV	1,02	1,00	1,01	0,99	1,04	1,03
S.E. B 115 kV	1,02	1,01	1,01	0,99	1,05	1,04
S.E. E 115 kV	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,99
<b>N-1 Tramo S.E. A1 - A2</b>						
S.E. A1 110 kV	1,01	0,95	1,06	1,00	1,09	1,07
S.E. A2 110 kV	1,04	1,03	1,01	0,99	1,05	1,04
S.E. C 115 kV	0,95	0,91	0,99	0,96	1,02	1,02
S.E. A 110 kV	1,01	0,94	1,05	1,00	1,09	1,07
S.E. D 115 kV	0,95	0,91	0,98	0,96	1,02	1,02
S.E. B 115 kV	0,96	0,90	0,99	0,96	1,03	1,02
S.E. E 115 kV	0,97	0,97	0,98	0,99	0,98	0,99
<b>N-1 Tramo S.E. A1 - A</b>						
S.E. A1 110 kV	1,04	1,03	1,01	0,99	1,05	1,04
S.E. A2 110 kV	1,04	1,03	1,01	0,99	1,05	1,04
S.E. C 115 kV	1,01	1,01	0,95	0,95	1,00	1,01
S.E. A 110 kV	1,09	1,09	0,99	0,99	1,05	1,06
S.E. D 115 kV	1,01	1,01	0,95	0,95	1,00	1,00
S.E. B 115 kV	1,03	1,03	0,94	0,94	1,00	1,01
S.E. E 115 kV	0,98	0,99	0,98	0,98	0,98	0,99
<b>N-1 Tramo A - B</b>						
S.E. A1 110 kV	1,06	1,04	1,04	1,01	1,07	1,06
S.E. A2 110 kV	1,05	1,04	1,03	1,01	1,07	1,06
S.E. C 115 kV	1,01	0,99	1,01	0,99	1,04	1,03
S.E. A 110 kV	1,07	1,05	1,05	1,03	1,09	1,08

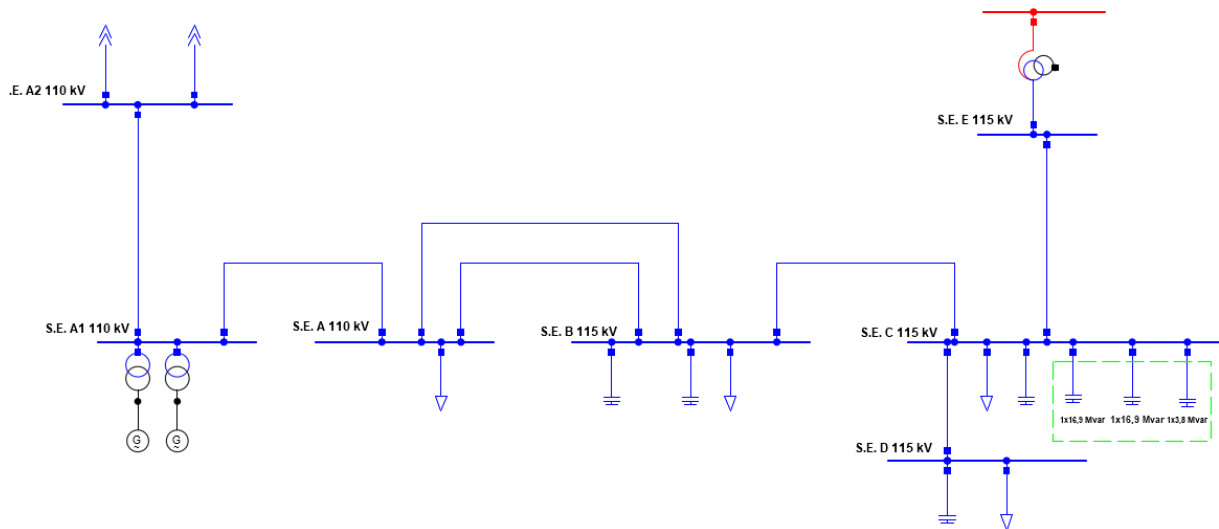
2022 - Caso Base	Voltajes [p.u.]					
Subestación (Contingencia)	MH	MT	DH	DT	NH	NT
<b>Caso Base</b>						
S.E. D 115 kV	1,01	0,99	1,00	0,98	1,03	1,03
S.E. B 115 kV	1,01	0,99	1,00	0,98	1,04	1,03
S.E. E 115 kV	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,99
<b>N-1 Tramo C - E</b>						
S.E. A1 110 kV	1,06	1,04	1,05	1,02	1,08	1,06
S.E. A2 110 kV	1,05	1,03	1,04	1,01	1,07	1,06
S.E. C 115 kV	1,04	1,01	1,05	1,02	1,07	1,06
S.E. A 110 kV	1,07	1,04	1,08	1,04	1,09	1,08
S.E. D 115 kV	1,04	1,01	1,05	1,01	1,07	1,06
S.E. B 115 kV	1,03	1,00	1,04	1,00	1,06	1,04
S.E. E 115 kV	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97

**Tabla 5. Cargabilidad [%] en condiciones normales de operación**

2022 - Alternativa 1	2022					
Elemento	MH	MT	DH	DT	NH	NT
Tramo A1 - A2 110kV	16,14	22,64	19,48	23,94	19,39	23,3
Tramo A - B 110 kV	12,32	9,66	12,93	9,62	11,45	8,63
Tramo A1 - A 110kV	36,32	31,27	39,14	33,04	37,02	32,09
Tramo B - C 115 kV	2,82	7,67	4,69	8,54	4,43	2,87
Tramo C - D 115kV	15,65	15,91	13,48	13,79	11,1	11,21
Tramo C - E 115 kV	16,19	18,45	12,59	15,79	13,67	15,47

## Alternativa 2

Para esta alternativa, se propuso la instalación de una compensación capacitiva de 16,9 MVar con dos pasos en la subestación C; dicha implementación requiere un paso adicional de 3,6 MVar para el año 2030 debido al incremento en la demanda, que conlleva a una mayor necesidad de reactivos.



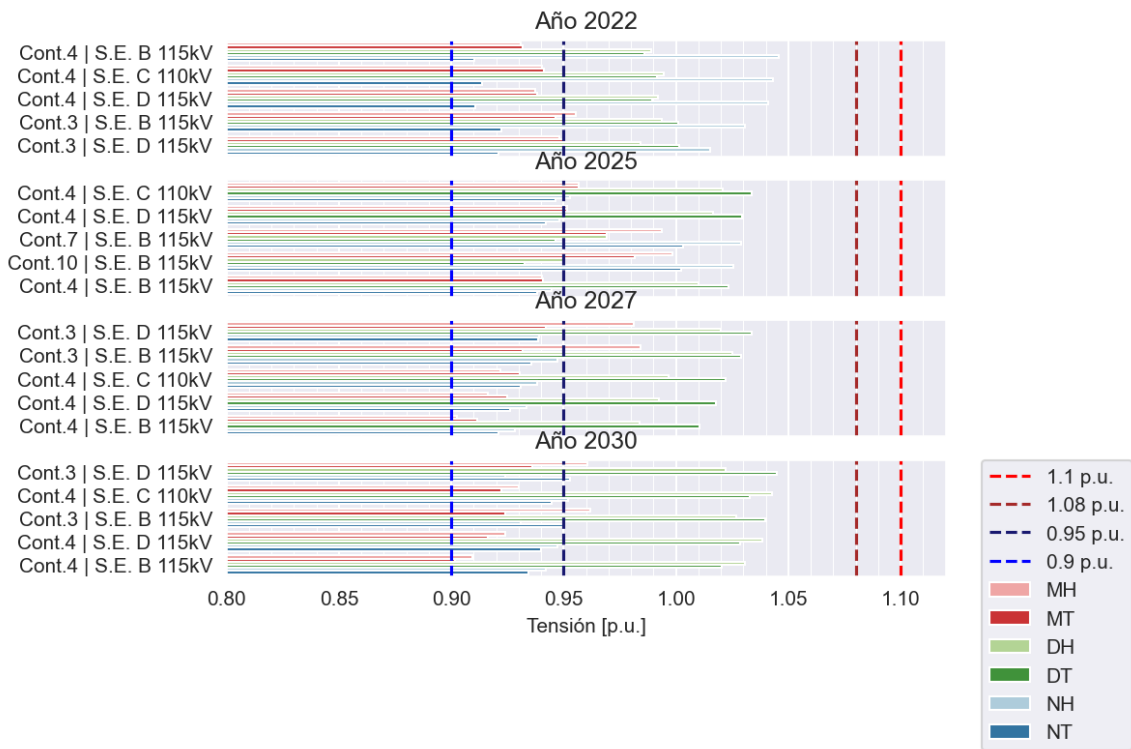
**Figura 6. Diagrama unifilar de la alternativa 2**

Nuevamente, esta alternativa le permite al sistema del operador de red sobrellevar las contingencias sencillas que se le puedan presentar bien sea en su red, o en la de los operadores colindantes, con valores de tensión y cargabilidad dentro de los márgenes establecidos por el código de redes, por lo que se reduce ostensiblemente de demanda no atendida del sistema.

De las gráficas puede observarse que la menor tensión alcanzada es de 0,90 p.u. en la subestación B, lo cual se da debido a que es la que mayor demanda sufre en todo el sistema analizado.

Adicionalmente, es ostensible en la Figura 8 los amplios márgenes de límite térmico que posee el sistema, incluso ante condiciones de contingencia, dado que dichos valores no superan el 70% en el peor de los casos, para el horizonte analizado.

Es importante resaltar que para las dos alternativas propuestas se determinó la necesidad de incorporar las compensaciones únicamente durante las contingencias que así lo demandasen; lo anterior debido a que, si bien el sistema permanece con tensiones y cargabilidades acotadas en condiciones normales de operación con los condensadores conectados, se incrementan ostensiblemente las pérdidas en el STR del operador de red, haciendo inviable económicamente las propuestas planteadas.



**Figura 7. Tensión del sistema [p.u.] ante contingencias sencillas**



**Figura 8. Tensión del sistema [p.u.] ante contingencias sencillas**

A continuación, en la Tabla 6 y Tabla 7 se detalla el resumen de los valores encontrados para la alternativa 2.

Tabla 6. Resumen de tensiones [p.u.] encontradas en la red

2022 - Caso Base	Voltajes [p.u.]					
Subestación (Contingencia)	MH	MT	DH	DT	NH	NT
<b>Caso Base</b>						
S.E. A 110 kV	1,06	1,04	1,04	1,01	1,08	1,06
S.E. A1 110 kV	1,05	1,03	1,03	1,00	1,07	1,05
S.E. A2 110 kV	1,05	1,03	1,02	1,00	1,06	1,05
S.E. B 115 kV	1,01	0,99	1,00	0,98	1,04	1,02
S.E. C 110 kV	1,02	1,00	1,01	0,99	1,04	1,03
S.E. D 115 kV	1,01	1,00	1,01	0,99	1,04	1,03
S.E. E 115 kV	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,99
<b>N-1 Tramo A1 - A2</b>						
S.E. A 110 kV	1,01	0,99	1,05	1,05	1,09	0,97
S.E. A1 110 kV	1,01	0,99	1,06	1,05	1,09	0,97
S.E. A2 110 kV	1,04	1,03	1,01	0,99	1,05	1,04
S.E. B 115 kV	0,96	0,95	0,99	1,00	1,03	0,92
S.E. C 110 kV	0,95	0,95	0,99	1,00	1,02	0,92
S.E. D 115 kV	0,95	0,95	0,98	1,00	1,02	0,92
S.E. E 115 kV	0,97	0,98	0,98	0,99	0,98	0,97
<b>N-1 Tramo A1 - A</b>						
S.E. A 110 kV	0,98	0,98	1,04	1,03	1,10	0,95
S.E. A1 110 kV	1,04	1,03	1,01	0,99	1,05	1,04
S.E. A2 110 kV	1,04	1,03	1,01	0,99	1,05	1,04
S.E. B 115 kV	0,93	0,93	0,99	0,99	1,05	0,91
S.E. C 110 kV	0,94	0,94	0,99	0,99	1,04	0,91
S.E. D 115 kV	0,94	0,94	0,99	0,99	1,04	0,91
S.E. E 115 kV	0,97	0,97	0,99	0,99	0,99	0,97
<b>N-1 Tramo A - B</b>						
S.E. A 110 kV	1,05	1,03	1,03	1,01	1,07	1,06
S.E. A1 110 kV	1,05	1,03	1,02	1,00	1,06	1,05
S.E. A2 110 kV	1,04	1,03	1,02	1,00	1,06	1,05
S.E. B 115 kV	1,00	0,98	0,99	0,97	1,03	1,02



2022 - Caso Base	Voltajes [p.u.]					
Subestación (Contingencia)	MH	MT	DH	DT	NH	NT
S.E. C 110 kV	1,01	0,99	1,01	0,99	1,04	1,03
S.E. D 115 kV	1,00	0,99	1,00	0,98	1,03	1,03
S.E. E 115 kV	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,99
<b>N-1 Tramo B - C</b>						
S.E. A 110 kV	1,04	1,02	1,01	0,99	1,06	1,05
S.E. A1 110 kV	1,04	1,02	1,01	0,99	1,06	1,05
S.E. A2 110 kV	1,04	1,02	1,01	0,99	1,06	1,04
S.E. B 115 kV	0,99	0,97	0,96	0,93	1,02	1,00
S.E. C 110 kV	1,04	1,04	1,07	1,07	0,95	1,06
S.E. D 115 kV	1,04	1,04	1,07	1,06	0,95	1,06
S.E. E 115 kV	0,98	0,98	1,00	0,99	0,97	0,99
<b>N-1 Tramo C - E</b>						
S.E. A 110 kV	1,08	1,06	1,05	1,02	1,06	1,09
S.E. A1 110 kV	1,07	1,04	1,04	1,01	1,06	1,07
S.E. A2 110 kV	1,06	1,04	1,03	1,00	1,05	1,06
S.E. B 115 kV	1,05	1,03	1,02	0,99	1,01	1,07
S.E. C 110 kV	1,07	1,04	1,04	1,01	1,00	1,09
S.E. D 115 kV	1,07	1,04	1,04	1,01	1,00	1,09
S.E. E 115 kV	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97

Tabla 7. Cargabilidades [%] en los elementos de la red

2022 - Alternativa 2	2022					
Elemento	MH	MT	DH	DT	NH	NT
Certegui-Istmina_115kV_1	15,72	15,98	13,54	13,85	11,14	11,26
El Siete-Quibdo_110kV_1	13,46	10,84	14,57	11,41	13,21	10,59
El Siete-Quibdo_110kV_2	13,46	10,84	14,57	11,41	13,21	10,59
Tramo A1 - A 110kV	30,93	25,41	32,93	26,2	30,21	24,58
Tramo A1 - A2 110kV	9,3	18,36	12,72	18,99	12,39	17,87
Tramo B - C 115kV	5,89	8,54	11,37	12,84	8,71	6,61
Tramo C - E 115kV	16	18,36	12,44	15,77	13,36	15,27

## Análisis de Estabilidad

En los análisis de estabilidad llevados a cabo en el presente informe se verifica el comportamiento en el dominio del tiempo de las variables de interés del sistema ante la ocurrencia de eventos, para lo cual se realizan simulaciones RMS.

Según el código de redes, se define que un sistema de potencia es dinámicamente estable si para una condición de operación en estado estable y para un disturbio en particular alcanza una condición de operación aceptable de estado estable después del evento (1), por este motivo se verifica que las variables monitoreadas en las simulaciones tengan un amortiguamiento positivo y retornen a un valor final dentro de los límites establecidos.

A través del análisis de estabilidad dinámica se presenta el comportamiento en el dominio del tiempo de los perfiles de tensión y frecuencia de las subestaciones de la red del operador de red, la transferencia de potencia por los principales circuitos y el ángulo del rotor de las máquinas más relevantes de la zona, ante las contingencias que se consideran más críticas desde el análisis de estado estable (flujo de carga).

El análisis de estabilidad dinámica se realiza para el año de entrada en operación de las obras planteadas (2022) y para el año final del horizonte estudiado (2030), considerando los escenarios de demanda máxima con despacho de generación hidráulico. Los eventos simulados son presentados en la Tabla 8, para los cuales se realiza una falla trifásica y posterior desconexión definitiva del elemento fallado, en tiempo de actuación de la protección principal.

**Tabla 8. Eventos Estabilidad Dinámica**

No.	Elemento	Tipo
1	Tramo A1 – A2 110 kV	Línea
2	Tramo A1 - A 110 kV	Línea
3	Tramo A - B 115 kV	Línea
4	Tramo B - C 115 kV	Línea
5	Tramo C - E 115 kV	Línea

De los resultados obtenidos, se observa como para el caso sin proyecto y ante la pérdida del tramo A - B 115 kV en el año 2022, las tensiones de las subestaciones B, C y D 115 kV, se establecen rápidamente en valores por debajo de 0,90 p.u., después de ocurrido el evento. Hacia el año 2030, se observa el mismo comportamiento ante este evento y el de los tramos A1 – A2 110 kV, C-E 115 kV. Mediante la inclusión de las alternativas planteadas, la respuesta de las tensiones ante tales eventos, presentan una mejoría, al alcanzar valores en estado estacionario después del despeje de los eventos realizados, dentro de los rangos establecidos en la normativa actual. Asimismo, se observa que el sistema presenta un comportamiento estable, puesto que las oscilaciones de las variables de potencia y ángulo de las máquinas tienen un comportamiento amortiguado.

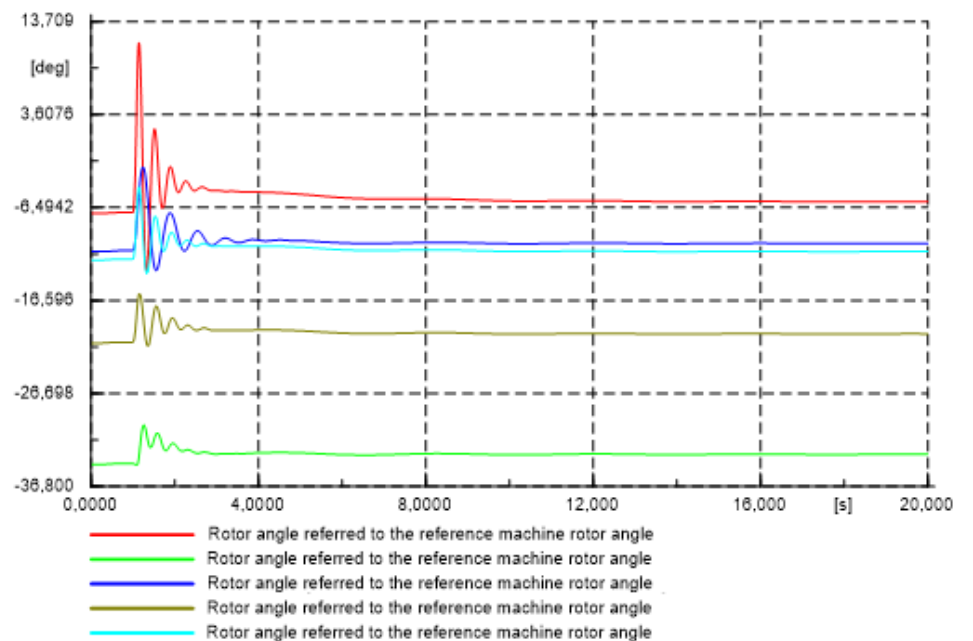
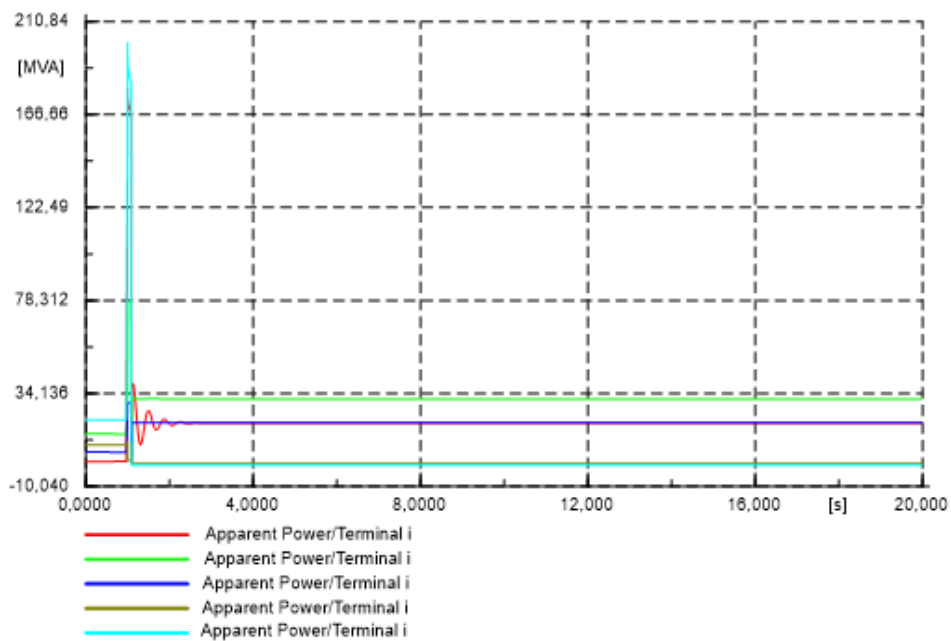
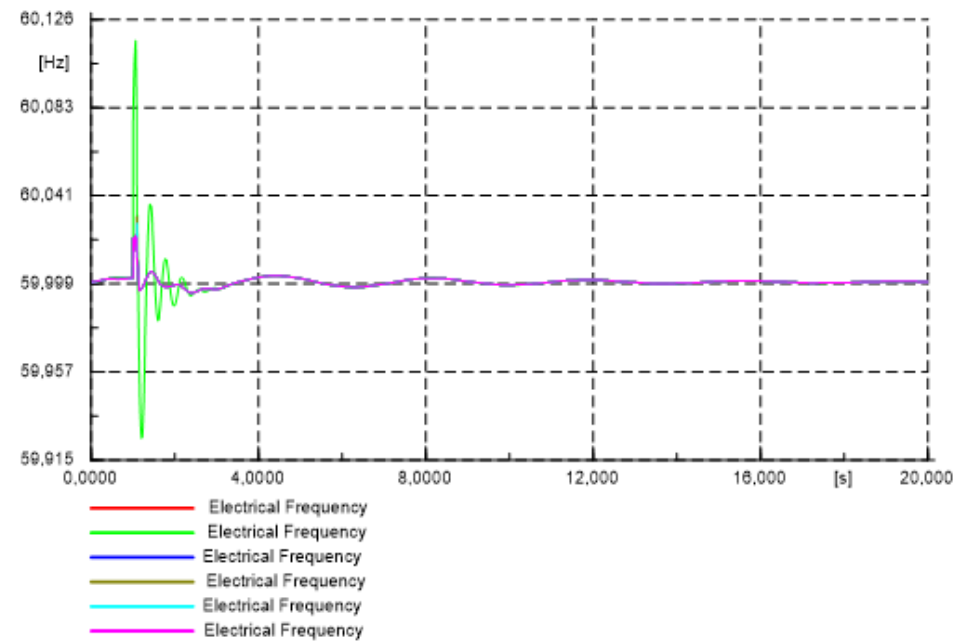
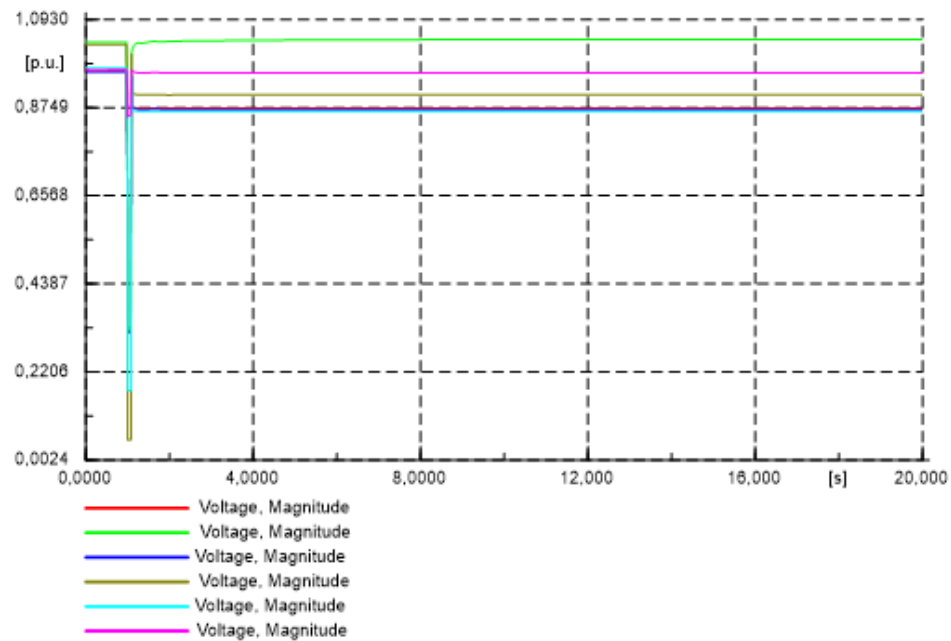


Figura 9. Respuesta del sistema ante cortocircuito en el tramo A-B 115 kV (caso base)

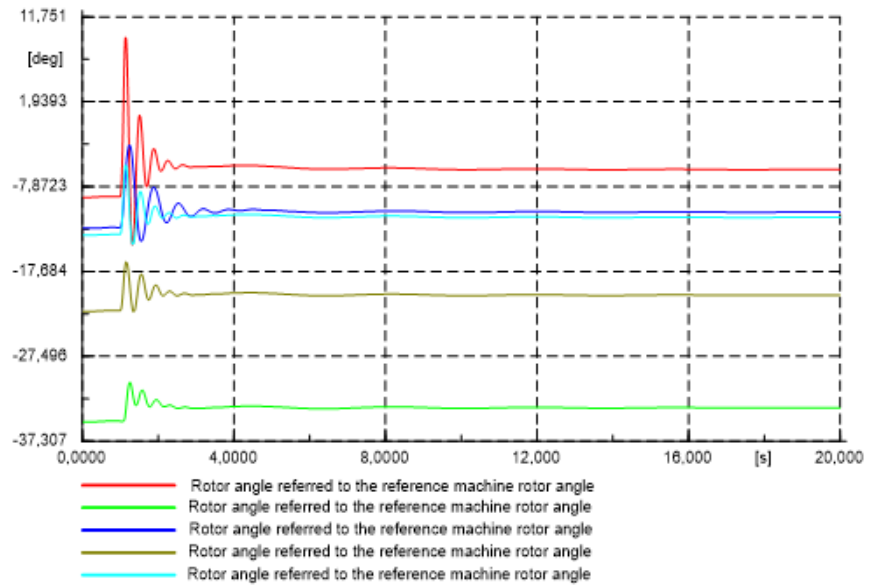
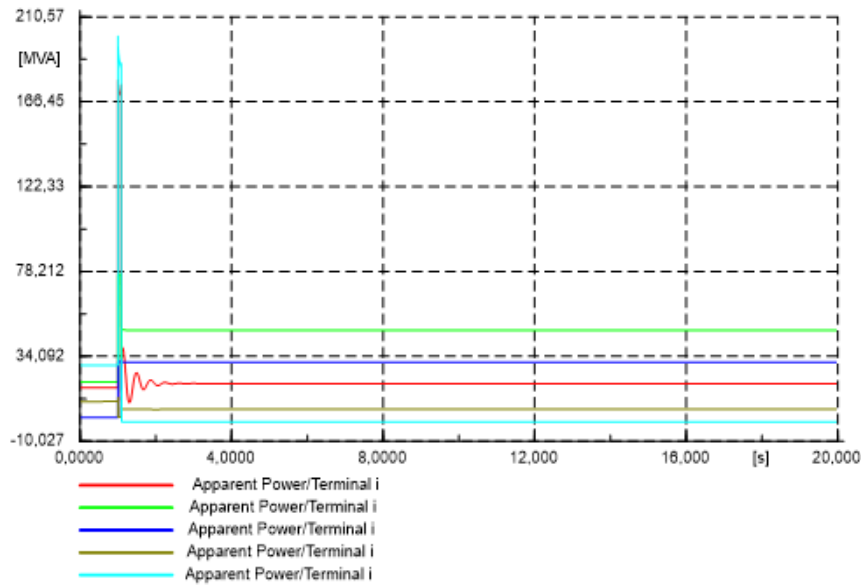
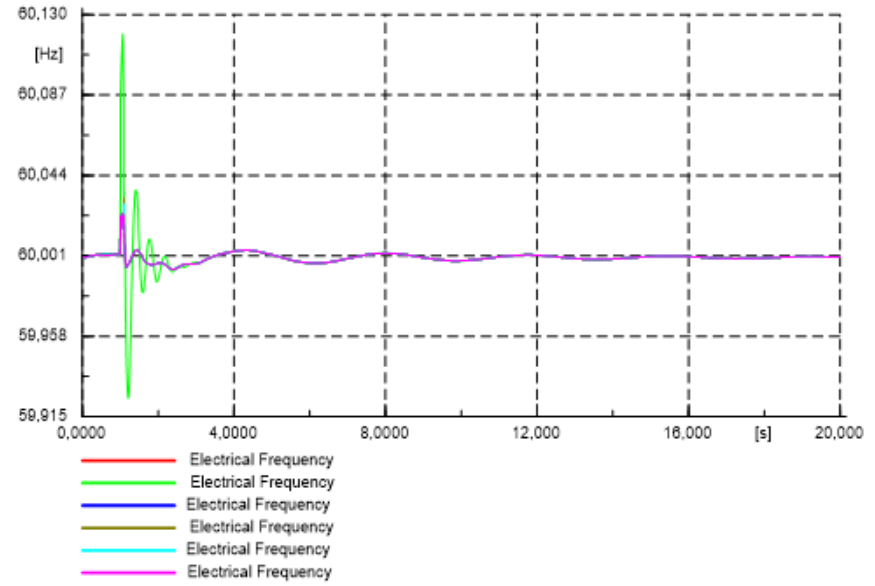
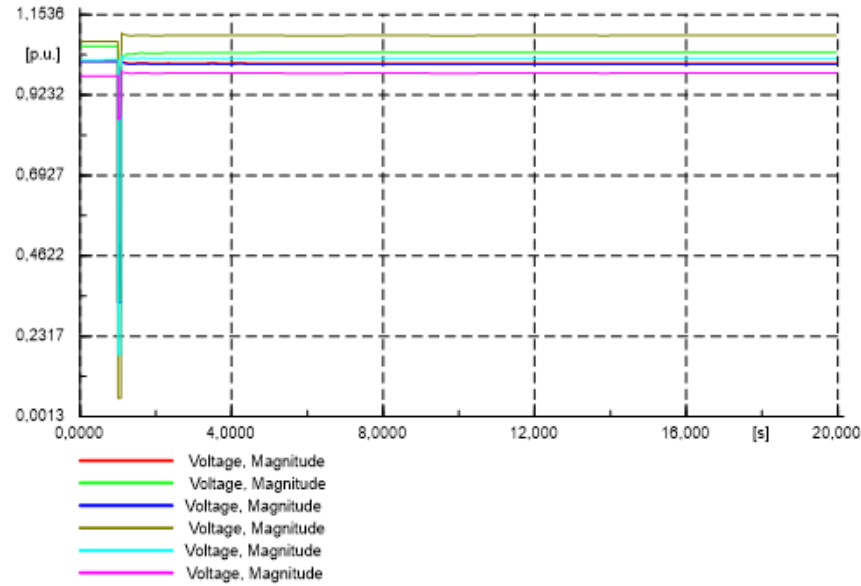


Figura 10. Respuesta del sistema ante cortocircuito en el tramo A-B 115 kV (Alternativa 1)

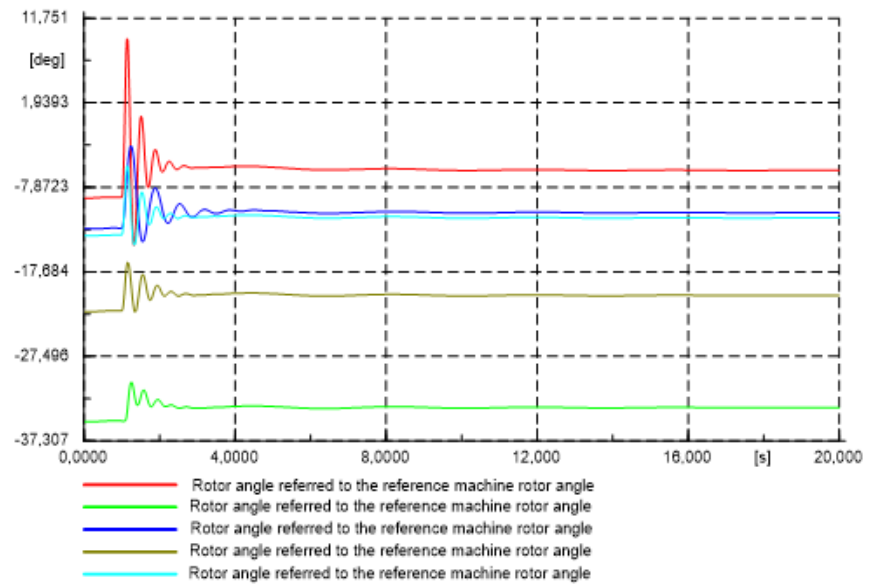
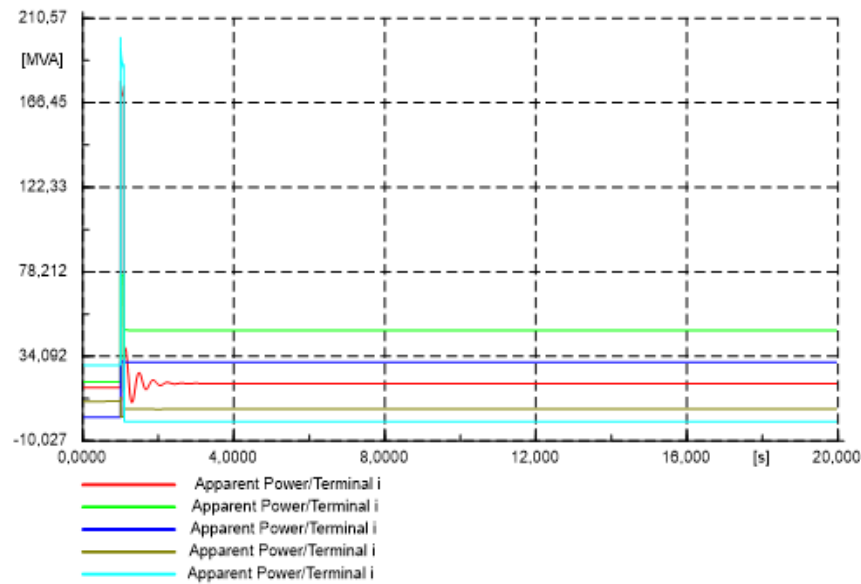
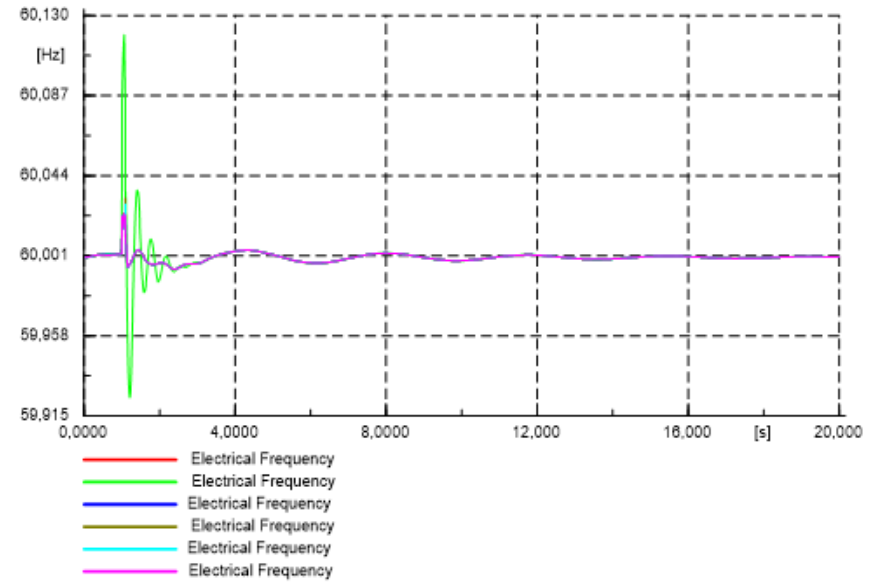
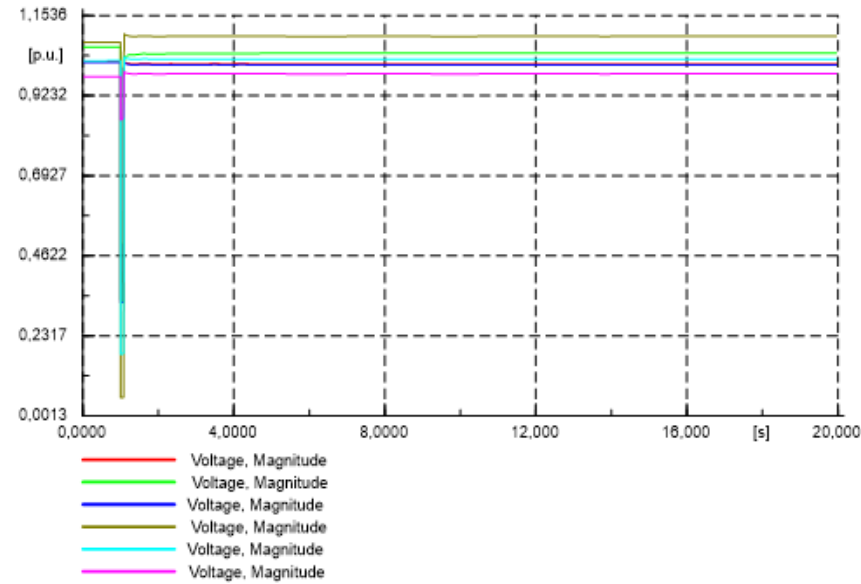


Figura 11. Respuesta del sistema ante cortocircuito en el tramo A-B 115 kV - Alternativa

## Energía no suministrada (ENS)

Dadas las condiciones de baja tensión encontradas ante la mayoría de las contingencias en la red para el caso sin proyecto, se calcula para cada una de estas y en cada escenario del horizonte estudiado, la demanda que debería ser racionada, con el fin de restablecer las tensiones a valores por encima del rango normativo.

En la tabla siguiente se presentan los indicadores de confiabilidad del sistema, ocasionados por las contingencias sencillas en la red en el caso sin proyecto. La implementación de cada una de las Alternativas, elimina estas restricciones del sistema, por lo que se obtienen beneficios por disminución de la ENS en la red del operador.

**Tabla 9. Demanda No Atendida – Caso sin Proyecto**

Contingencia	DNA [MW]					
	MH	DH	NH	MT	DT	NT
<b>2022</b>						
Tramo A2 – A1 110 kV	0,00	0,00	0,00	6,91	3,48	0,00
Tramo A1 – A 110 kV	7,90	4,07	0,00	7,70	4,25	0,00
<b>2025</b>						
Tramo A2 – A1 110 kV	4,27	1,66	0,00	15,76	11,95	6,54
Tramo A1 – A 110 kV	16,63	13,57	6,87	16,58	12,95	7,28
Tramo C – E 115 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	2,43	0,00
<b>2027</b>						
Tramo A2 – A1 110 kV	5,72	2,71	0,00	16,83	12,76	7,30
Tramo A1 – A 110 kV	18,20	14,70	7,78	17,83	10,96	8,11
Tramo C – E 115 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00
<b>2030</b>						
Tramo A2 – A1 110 kV	7,17	2,71	0,00	19,08	14,55	8,74
Tramo A1 – A 110 kV	19,60	14,87	9,22	20,13	15,38	9,63
Tramo B - C 115 kV	0,76	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00
Tramo C - E 115 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	4,69	0,00
Transformador E 115/220 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00

**Tabla 10. Energía No Suministrada – Caso sin Proyecto**

Año	ENS [MWh/Año] A0						Total
	Max H	Med H	Min H	Max T	Med T	Min T	
2022	141,37	94,51	0,00	400,33	230,84	0,00	<b>150,03</b>
2025	459,71	378,09	122,92	895,31	1233,97	378,89	<b>665,13</b>
2027	562,43	444,22	139,29	958,47	786,90	422,58	<b>574,31</b>
2030	701,45	448,48	164,94	1171,33	1847,04	504,50	<b>936,86</b>

## Análisis de Pérdidas

El análisis de pérdidas se realiza a partir de los resultados de las simulaciones en estado estable para el sistema de potencia colombiano, considerando cada uno de los escenarios de operación y los periodos de demanda, para las obras de expansión propuestas. Las pérdidas son evaluadas para el Sistema de Transmisión Nacional (pérdidas STN) y para la red del operador de red a nivel de 115 kV (pérdidas STR). Las pérdidas se determinan con relación al despacho de las plantas, definiendo 75 % del tiempo despacho hidráulico y 25 % del tiempo despacho térmico.

### Pérdidas en el STN

Para la evaluación de las pérdidas en el STN se consideraron todos aquellos elementos de la red colombiana que tienen un nivel de tensión igual o superior a 220 kV, con el fin de establecer la influencia de la entrada en operación el proyecto de generación. En las tablas siguientes se presentan los valores calculados anualmente para las pérdidas de energía, comparando cada alternativa con el caso sin proyecto.

**Tabla 11. Pérdidas de energía en el STN – Año 2022**

2022								
Alternativa	Potencia [MW]						Energía [MWh/Año]	*Diferencia [MWh/Año]
	Máx H	Máx T	Med H	Med T	Min H	Min T		
0	109,43	124,87	98,69	123,29	86,82	72,99	897.701	-
1	109,43	124,87	98,69	123,29	86,82	72,99	897.701	0,00
2	109,43	124,87	98,69	123,29	86,82	72,99	897.701	0,00

\* Los valores negativos indican reducción y los positivos aumentos con respecto al caso base.

**Tabla 12. Pérdidas de energía en el STN – Año 2025**

2025								
Alternativa	Potencia [MW]						Energía [MWh/Año]	*Diferencia [MWh/Año]
	Máx H	Máx T	Med H	Med T	Min H	Min T		
0	120,76	152,01	182,00	225,84	103,13	193,47	1.426.602	-
1	120,76	152,01	182,00	225,84	103,13	193,47	1.426.602	0,00
2	120,76	152,01	182,00	225,84	103,13	193,47	1.426.602	0,00

\* Los valores negativos indican reducción y los positivos aumentos con respecto al caso base.

**Tabla 13. Pérdidas de energía en el STN – Año 2027**

2027								
Alternativa	Potencia [MW]						Energía [MWh/Año]	*Diferencia [MWh/Año]
	Máx H	Máx T	Med H	Med T	Min H	Min T		
0	121,44	151,82	178,35	222,45	101,65	192,67	1.408.228	-
1	121,44	151,82	178,35	222,45	101,65	192,67	1.408.228	0,00
2	121,44	151,82	178,35	222,45	101,65	192,67	1.408.228	0,00

\* Los valores negativos indican reducción y los positivos aumentos con respecto al caso base.

**Tabla 14. Pérdidas de energía en el STN – Año 2030**

2030								
Alternativa	Potencia [MW]						Energía [MWh/Año]	*Diferencia [MWh/Año]
	Máx H	Máx T	Med H	Med T	Min H	Min T		
0	122,76	156,30	173,15	246,72	101,87	189,52	1.421.984	-
1	122,76	156,30	173,15	246,72	101,87	189,52	1.421.984	0,00
2	122,76	156,30	173,15	246,72	101,87	189,52	1.421.984	0,00

\* Los valores negativos indican reducción y los positivos aumentos con respecto al caso base.

Los resultados para el horizonte de estudio muestran que para las alternativas 1 y 2, no se presentan cambios, toda vez que las compensaciones propuestas por estas, solo están definidas para operar en condiciones de contingencias.

### Pérdidas en el STR

Las pérdidas de energía obtenidas para la red del operador a nivel de 115 kV son presentadas a continuación. Como puede observarse en las tablas, con las alternativas no se observan cambios en relación al caso sin proyecto, dado que las obras propuestas, solo se consideran operativas durante eventos de contingencias.

**Tabla 15. Pérdidas de energía en el STR – Año 2022**

2022								
Alternativa	Potencia [MW]						Energía [MWh/Año]	*Diferencia [MWh/Año]
	Máx H	Máx T	Med H	Med T	Min H	Min T		
0	0,97	1,37	0,66	1,09	0,45	0,64	6.885	-
1	0,97	1,37	0,66	1,09	0,45	0,64	6.885	0,00
2	0,97	1,37	0,66	1,09	0,45	0,64	6.885	0,00

\* Los valores negativos indican reducción y los positivos aumentos con respecto al caso base.

**Tabla 16. Pérdidas de energía en el STR – Año 2025**

2025								
Alternativa	Potencia [MW]						Energía [MWh/Año]	*Diferencia [MWh/Año]
	Máx H	Máx T	Med H	Med T	Min H	Min T		
0	1,24	1,53	0,97	1,20	0,70	0,73	9.043	-
1	1,24	1,53	0,97	1,20	0,70	0,73	9.043	0,00
2	1,24	1,53	0,97	1,20	0,70	0,73	9.043	0,00

\* Los valores negativos indican reducción y los positivos aumentos con respecto al caso base.

**Tabla 17. Pérdidas de energía en el STR – Año 2027**

2027								
Alternativa	Potencia [MW]						Energía [MWh/Año]	*Diferencia [MWh/Año]
	Máx H	Máx T	Med H	Med T	Min H	Min T		
0	1,31	1,63	1,03	1,27	0,74	0,77	9.593	-
1	1,31	1,63	1,03	1,27	0,74	0,77	9.593	0,00
2	1,31	1,63	1,03	1,27	0,74	0,77	9.593	0,00

\* Los valores negativos indican reducción y los positivos aumentos con respecto al caso base.

**Tabla 18. Pérdidas de energía en el STR – Año 2030**

2030								
Alternativa	Potencia [MW]						Energía [MWh/Año]	*Diferencia [MWh/Año]
	Máx H	Máx T	Med H	Med T	Min H	Min T		
0	1,43	1,80	1,11	1,41	0,78	0,85	10.410	-
1	1,43	1,80	1,11	1,41	0,78	0,85	10.410	0,00
2	1,43	1,80	1,11	1,41	0,78	0,85	10.410	0,00

\* Los valores negativos indican reducción y los positivos aumentos con respecto al caso base.

## Análisis de Cortocircuito

Para el análisis de cortocircuito, se tiene en cuenta la simbología descrita en la Tabla 19. De estos valores, se toma la corriente inicial simétrica de cortocircuito ( $I_{kss}$ ), tanto monofásico como trifásico, para medir los niveles de este fenómeno sobre el sistema en los años de estudio.

**Tabla 19. Simbología empleada para el análisis de cortocircuito**

Símbolo	Descripción	Concepto
$I_{kss}$	Corriente inicial simétrica de cortocircuito	Es el valor eficaz de la corriente simétrica de cortocircuito que perdura una vez terminados todos los fenómenos transitorios
$S_{kss}$	Potencia inicial simétrica de cortocircuito.	Es el valor eficaz de la potencia simétrica de cortocircuito que perdura una vez terminados todos los fenómenos transitorios
$I_p$	Corriente pico de cortocircuito.	Es el máximo valor posible de la corriente simétrica de cortocircuito.

Para el presente análisis se realizaron las simulaciones de cortocircuito con la metodología de la norma IEC 60909 del 2016, disponible en el software DIGSILENT PowerFactory, considerando el aporte de cortocircuito de la totalidad del parque de generación del sistema, con el fin de identificar los niveles máximos en las subestaciones de la red del operador, tanto para el caso base como para cada una de las alternativas evaluadas. Para los proyectos de generación no convencional, se toma un aporte de corriente de cortocircuito con un valor del 110 % de su corriente nominal, por motivo de limitaciones de los componentes de electrónica de potencia.

Los valores de los niveles máximos de cortocircuito monofásico y trifásico de las subestaciones de la red del operador, son resumidos en la Tabla 20 y la Tabla 21, para cada una de las alternativas planteadas y en los años de estudio donde se presentan obras (2022 y 2025) y al final del horizonte de estudio (2030).



Se observa, que para las Alternativas, no se presentan variaciones con respecto a los niveles obtenidos en el caso sin proyecto, en ninguno de los años analizados, dada la naturaleza de las obras propuestas (equipos de compensación capacitiva).

**Tabla 20. Niveles de cortocircuito trifásico [kA]**

Subestación	Falla 3F - Ikss [kA]								
	2022			2025			2030		
	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2
S.E. A1 110 kV	5,62	5,62	5,62	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
S.E. A 110 kV	3,09	3,09	3,09	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
S.E. B 115 kV	2,29	2,29	2,29	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33
S.E. C 115 kV	1,93	1,93	1,93	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
S.E. D 115 kV	1,44	1,44	1,44	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
S.E. E 115 kV	5,17	5,17	5,17	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24

**Tabla 21. Niveles de cortocircuito monofásico [kA]**

Subestación	Falla 1F - Ikss [kA]								
	2022			2025			2030		
	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2
S.E. A1 110 kV	4,97	4,97	4,97	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11
S.E. A 110 kV	1,18	1,18	1,18	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19
S.E. B 115 kV	2,03	2,03	2,03	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07
S.E. C 115 kV	0,86	0,86	0,86	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
S.E. D 115 kV	1,41	1,41	1,41	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
S.E. E 115 kV	5,5	5,5	5,5	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58

## ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS

### Costos de Inversión

A continuación, se presenta un resumen de los costos de inversión requeridos para la implementación de las Alternativas. Dichos costos se calculan mediante las unidades constructivas definidas en la resolución 015 del 2018 expedida por la CREG.

Como puede observarse en la tabla, se tienen costos de instalación de 4.729 MCOP y 4.728 MCOP para las alternativas 1 y 2 respectivamente. Dichos costos están referidos a Diciembre 19 del 2017.

**Tabla 22. Resumen costos de Inversión**

Alt	Etapa	MCOP (Dic19)		
		Valor Instalado	ANE	AOM
1	Etapa 1 – Año 2022	3.185,78	63,72	63,72
	Etapa 2 – Año 2025	1.544,03	30,88	30,88
<b>Total Alt. 1</b>		<b>4.729,81</b>	<b>94,60</b>	<b>94,60</b>
2	Etapa 1 – Año 2022	1.670,29	33,41	33,41
	Etapa 2 – Año 2025	1.670,29	33,41	33,41
	Etapa 3 – Año 2030	1.387,59	27,75	27,75
<b>Total Alt. 2</b>		<b>4.728,18</b>	<b>94,56</b>	<b>94,56</b>

### Valoración económica de las pérdidas

Para la valoración económica, las pérdidas se convierten a energía (MWh/año) considerando la duración de los periodos de demanda máxima, media y mínima y posteriormente se valoran con el precio promedio del cargo G para el STN y cargo G + T para el STR.

**Tabla 23. Índices de Actualización de Costos**

INDICADOR	VALOR	Nota
Corrección de UC por variación del IPP	1,08	IPP Diciembre 2019/ IPP Diciembre 2017
AOM [%] Obras	2,00	Nivel de tensión IV

INDICADOR	VALOR	Nota
ANE [%] Obras	2,00	Nivel de tensión IV
Tasa de retorno [%]	11,64	Res CREG 007 de 2020
Cargo G [\$/kWh]	205,90	Promedio Enero a Diciembre 2019
Cargo T [\$/kWh]	34,22	Promedio Enero a Diciembre 2019
CRO1 [\$/kWh]	1.493,83	Fuente UPME Diciembre 2019

Se consideran constantes los costos o beneficios por aumento o reducción de pérdidas entre los años de evaluación, así, por ejemplo, entre el año 2022 hasta el año 2025, se consideran constantes los costos o beneficios por aumento o reducción de pérdidas siendo iguales a los determinados en el modelo para el primer año. De manera similar, se procede para los años 2025 a 2027. Luego, el valor determinado para el año 2030 se considera constante hasta el año 2047, tiempo en el cual se cumple el periodo de evaluación de los 25 años para el retorno de la inversión.

La valoración de las pérdidas del STN y STR se realiza con relación al diferencial de energía con respecto al caso base. En las tablas siguientes se reportan los costos calculados debido a las pérdidas en el STN y STR.

**Tabla 24. Valoración de las pérdidas en el STN [MCOP Dic19]**

Pérdidas STN								
Alt.	2022		2025		2027		2030	
	Diferencia [MWh/Año]	Beneficio Anual	Diferencia [MWh/Año]	Beneficio Anual	Diferencia [MWh/Año]	Beneficio Anual	Diferencia [MWh/Año]	Beneficio Anual
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

\* Los valores negativos de diferencias reflejan disminución de pérdidas y representan beneficios para el sistema.

**Tabla 25. Valoración de las pérdidas en el STR**

Pérdidas STR								
Alt.	2022		2025		2027		2030	
	Diferencia [MWh/Año]	Beneficio Anual	Diferencia [MWh/Año]	Beneficio Anual	Diferencia [MWh/Año]	Beneficio Anual	Diferencia [MWh/Año]	Beneficio Anual
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

\* Los valores negativos de diferencias reflejan disminución de pérdidas y representan beneficios para el sistema.

### Valoración Económica de la ENS

Para la valoración de la Demanda No Atendida, los racionamientos calculados para cada uno de los eventos, se convierten a energía (energía no suministrada ENS) (MWh/año), considerando la duración de los periodos de demanda máxima, media y mínima y el tiempo de indisponibilidad declarado para los activos, para valorarlos finalmente con el primer escalón del Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía (CRO1). La valoración de ENS se realiza calculando el diferencial de energía con respecto al caso sin obras.

En la tabla siguiente se presentan los indicadores de confiabilidad del sistema, ocasionados por las contingencias sencillas en las líneas del STR del operador y en el transformador 220/115 kV de la Subestación E. La conexión de las compensaciones planteadas mediante las diferentes alternativas, contribuyen a mejorar la confiabilidad del sistema, disminuyendo los racionamientos presentes en el caso sin proyecto y aportando beneficios para el sistema.

**Tabla 26. Valoración de la Demanda No Atendida [MCOP Dic19]**

Año	ENS Alt 0	ENS Alt 1	ENS Alt 2	ENS Alt 3	Diferencia A1-A0	Diferencia A2-A0	Diferencia A3-A0	Costo
	MWH/Año	MWH/Año	MWH/Año	MWH/Año	MWH/Año	MWH/Año	MWH/Año	MCOP/Año
2022	150,03	0,00	0,00	0,00	-150,03	-150,03	-150,03	216,02
2025	665,13	0,00	0,00	0,00	-665,13	-665,13	-665,13	957,68
2027	574,31	0,00	0,00	0,00	-574,31	-574,31	-574,31	826,91
2030	936,86	0,00	0,00	0,00	-936,86	-936,86	-936,86	1.348,92

\*El signo negativo indica en la columna diferencia, indica reducción de la DNA, generando beneficios para el sistema.

## Flujo de caja e indicadores económicos

En esta sección se pretende verificar el flujo de caja teniendo en cuenta todos los costos y beneficios asociados a las alternativas para la expansión de la red.

### Flujo de caja y relación B/C país

Se realiza el flujo de caja teniendo en cuenta los costos y beneficios que se remuneran mediante cargos por uso (Inversión, AOM), pérdidas en el STN, STR y confiabilidad; con ellos se calculan los flujos de caja descontados anualmente. Posteriormente, se trae a valor presente neto la suma de todos los costos y beneficios y se calcula la relación para el país. Esta información se consigna en la Tabla 27.

**Tabla 27. Flujo de caja país –MCOP Dic19**

Alt.	VPN PAÍS MCOP [Dic19]					Relación B/C
	Inversión Uso	AOM Uso	Pérdidas STN	Pérdidas STR	Confiabilidad	
1	-4.660	-686	0,00	0,00	8.632	1,60
2	-4.597	-499	0,00	0,00	8.632	1,70

Como se observa, para las alternativas 1 y 2, se obtiene una relación B/C país superior a 1,0, con valores muy similares, siendo 1,60 para la opción 1 y 1,70 para la opción 2. De esta forma, se evidencia que solo las obras propuestas por las opciones 1 y 2, son viables desde el punto de vista económico.

### PLAN DE OBRAS

De los resultados de las evaluaciones técnicas y económicas, se resumen a continuación las obras sugeridas a realizar en la red del operador para el periodo 2020-2030, las cuales apuntan a mejorar la confiabilidad del servicio, ante eventos de contingencias sencillas:

**Tabla 28. Plan de obras**

Alt.	Etapas	FONI*	FPO	Descripción	Costo de Inversión [MCOP]	B/C
2	1	2022	2022	Instalación de una compensación capacitiva de 16,90 MVAR en la subestación E 115 kV	1.670,29	1,70
	2	2025	2025	Instalación de una compensación capacitiva de 16,90 MVAR en la subestación E 115 kV	1.670,29	
	3	2030	2030	Instalación de una compensación capacitiva de 3,80 MVAR en la subestación E 115 kV	1.387,59	

\*Fecha observada de la necesidad de implementación

## Conclusiones

- En las prácticas realizadas en IEB tuve la oportunidad de ahondar en temas impartidos por mi universidad, como sistemas de potencia, evaluación económica de proyectos, transporte de energía, etc. Adicionalmente, tuve la oportunidad de conocer mucho más del sector eléctrico colombiano, estudiando normas que rigen tanto aspectos técnicos, como el código de redes, como económico, con las resoluciones pertinentes a las unidades constructivas.
- Los resultados obtenidos del diagnóstico de la red del operador en el periodo 2020 - 2030 muestran que, en condiciones normales de operación, las máximas cargabilidades observadas en los elementos son menores al 50% y las tensiones registradas se encuentran por encima de 0,91 p.u., por lo que no se evidencian necesidades de expansión inmediatas, debido a la operación normal de la red.
- A partir del año 2022, la expansión requerida en la red, obedece a las necesidades de mantener niveles de tensión óptimos para garantizar la continuidad y calidad en la prestación del servicio ante eventos de contingencias sencillas.
- Las dos alternativas planteadas incluyen compensaciones de gran tamaño, al compararlas con la demanda del operador, debido principalmente a que en la barra con la mayor concentración de carga (S.E. B 115 kV) y por ende, la más afectada ante los eventos de falla, no es posible disponer de espacio para instalar compensaciones, por lo que resulta necesario compensar también las pérdidas de energía reactiva de las líneas de transmisión que conducen a dicha subestación. Por otro lado, el tamaño de la compensación también está ligado a los impactos que genera en la red, la indisposición de los tramos A1 – A2 110 kV y A1 - A 110 kV, ya que desde la red que desconecta dichas contingencias, se obtiene el mayor soporte de tensión para la red del operador de red, y de no ser suplida esta potencia reactiva, se generaría un deslastre de carga significativo debido al detrimento de las tensiones.
- Se determina la necesidad de emplear la compensación planteada por las 2 alternativas, únicamente en los momentos de contingencia, de tal manera que ésta permita sobrellevar los eventos en la red sin violaciones a los niveles normativos de tensión. Lo anterior debido a que, si bien al emplearla de manera permanente en condiciones normales de operación se obtiene niveles de tensión permisibles, al hacer esto se incrementan sustancialmente las pérdidas en el STR, lo que inviabiliza las alternativas.

## Referencias Bibliográficas

1. **Gas, Comisión de Regulación de Energía y Gas.** Resolución 025 de 1995. *Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.* Santafé de Bogotá D.C. : Publicada en el Diario Oficial No.41.937 del 24 de julio de 1995, 1995. Vol. Código de Redes, <http://www.creg.gov.co/>.
2. **CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas.** Resolución 015 de 2018. *Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.* Bogotá D.C. : Publicada en el Diario Oficial No. 50.496 del 03 de febrero de 2018, 2018. <http://www.creg.gov.co/>.
3. **CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas.** Resolución 007 de 2020. *Por la cual se modifica la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 106 de 2018.* Bogotá D.C. : s.n., 2020. <https://www.creg.gov.co>.
5. **UPME, Unidad de planeación Minero Energética.** Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia. *Revisión febrero 2019.* Bogotá : Ministerio de Minas y Energía, 2019. Subdirección de Demanda.
6. **UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.** *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2019 -2033.* Santafé de Bogotá D.C. : Ministerio de Minas y Energía, 2019.
7. **UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.** *Complemento al plan de expansión de referencia Generación-Transmisión 2019-2033.* Santa fe de Bogotá D.C. : Ministerio de Minas y Energía, 2020.
8. **XM.** Subasta de Energía Firme: Tercera subaste de energía firme. [En línea] 2019. <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/tercera-subasta-de-energia-firme.aspx>

**Visto bueno del asesor interno y asesor externo**

Como asesor conozco la propuesta y avalo su contenido.

Fernando Villada Duque

---

Nombre del asesor interno