



**UNIVERSIDAD
DE ANTIOQUIA**

**ESTUDIO DE CONEXIÓN PARA PROYECTOS DE
GENERACIÓN SOLAR EN COLOMBIA**

Autor

Frank Sebastian Gonzalez Alvarez

Universidad de Antioquia

Faculta de Ingeniería

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Medellin, Colombia

2020





Estudio de conexión para proyectos de generación solar en Colombia

Frank Sebastian Gonzalez Alvarez

Tesis o trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al
título de:

Ingeniero Electricista

Asesor:

Diego Adolfo Mejía Giraldo, Doctor en Ingeniería Eléctrica

Línea de Investigación:

Sistemas de Potencia

Universidad de Antioquia
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Medellin, Colombia
2020

Contenido

1	INTRODUCCIÓN	4
2	OBJETIVOS	5
2.1	Objetivos específicos.....	5
3	MARCO TEÓRICO	6
4	CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES	8
5	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	9
5.1	Horizonte de análisis.....	9
6	ANÁLISIS TÉCNICO	9
6.1	Consideraciones.....	9
6.1.1	Consideraciones de operación.....	9
6.2	Alternativas analizadas.....	10
6.3	Contingencias analizadas.....	10
6.4	Resultados de flujo de carga.....	10
6.4.1	Caso sin proyecto.....	10
6.4.2	Alternativa 1.....	17
6.4.3	Alternativa 2.....	20
6.4.4	Comparación entre alternativas.....	23
6.5	Análisis pérdidas.....	24
6.5.1	Pérdidas en el STN.....	24
6.5.2	Pérdidas en el STR.....	25
6.5.3	Pérdidas en el SDL.....	25
6.5.4	Pérdidas de Conexión.....	26
6.6	Análisis de Cortocircuito.....	27
6.7	Análisis de estabilidad.....	30
6.7.1	Estabilidad dinámica.....	30
6.7.2	Estabilidad transitoria.....	32
7	ANÁLISIS ECONÓMICO	33
7.1	Costos de inversión.....	33
7.2	Valoración económica de las pérdidas.....	34
7.3	Análisis energético, reducción de costos por operación.....	35
7.4	Flujo de caja e indicadores económicos.....	36
7.4.1	Flujo de caja y relación B/C país.....	36
7.4.2	Flujo de caja para el inversionista.....	36
8	CONCLUSIONES	38
9	REFERENCIAS	40

Figuras

Figura 1.	Metodología para el desarrollo de estudios de conexión.....	7
Figura 2.	Estabilidad dinámica del sistema con la planta solar en operación.	31
Figura 3.	Estabilidad transitoria del proyecto solar.....	33
Figura 4.	Formación del precio en la bolsa (Fuente: XM).....	35



1 INTRODUCCIÓN

El interés en desarrollar los proyectos de generación Fotovoltaico ha ido creciendo exponencialmente debido a la resolución 030 del 2018 emitida por la CREG y la Ley 1715, la cual otorga incentivos arancelarios, reducción de IVA, entre otros beneficios. Esto motivó a las empresas a contratar los servicios de la firma consultora Ingeniería Especializada S.A., IEB S.A., para la realización de estudios de prefactibilidad mediante la ejecución de los estudios técnicos preliminares, de acuerdo con las condiciones y requerimientos establecidos por el Operador de Red (OR) o Transmisor y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Todo esto con el fin de encontrar nuevos proyectos de inversión. Para realizar la ejecución de estos estudios, se tiene en cuenta los resultados eléctricos que dirán cuál sistema soporta el proyecto y cuál lo hace mejor, de manera tal que no implique obras adicionales que eleven el costo del proyecto. Esta metodología de evaluación de nuevas alternativas permite que las empresas tengan un criterio de decisión para realizar sus nuevas inversiones, tal que se pueda tomar la mejor decisión de inversión. Por otro lado, estos estudios permiten identificar rápidamente las zonas con mayor potencial y las subestaciones de conexión disponible, y se pueda realizar la solicitud de conexión antes que los demás promotores.



2 OBJETIVOS

- Verificar técnica y económicamente el impacto de la conexión de proyecto de generación fotovoltaica con una capacidad total de 9,9 MW, ubicado en el departamento de Córdoba.

2.1 Objetivos específicos

- Recopilar y revisar la información.
- Ajustar el modelo del sistema eléctrico Colombiano en la base de datos del software DigSilent Power Factory.
- Definir las alternativas de conexión.
- Análisis eléctrico para estado estacionario, perdidas, cortocircuito y estabilidad.
- Estimar económicamente los costos y los beneficios del proyecto, así como la determinación de múltiples indicadores económicos.
- Entregar recomendaciones finales.



3 MARCO TEÓRICO

Basados en un modelo eléctrico del sistema junto con las alternativas determinadas para la conexión del proyecto, se procede a evaluar cada una de ellas bajo diferentes análisis eléctricos: flujo de carga, cortocircuito y estabilidad del sistema. Estos análisis se realizan en el software DlgSILENT PowerFactory 2019, en el cual se encuentra modelada toda la red de 500 kV, 220 kV, 115/110 kV y 34,5 kV de Colombia; las cargas se asumen como concentradas en estos niveles de tensión y en algunos casos, en niveles de tensión inferiores que representan únicamente el punto de conexión de secundarios o terciarios de transformadores que tienen tensión primaria en alguno de los niveles de tensión descritos anteriormente.

Seguido al análisis técnico (Estudio de flujo de carga, cortocircuito, estabilidad dinámica y transitoria), se realiza un análisis económico que incluye la estimación del costo inicial de la inversión, evaluación energética (variación en el costo marginal de la operación teniendo en cuenta los datos históricos de los precios de bolsa y los precios de oferta de las plantas del SIN (En el cual, se hace un pronóstico), valoración de la variación de las pérdidas, costo de la energía no suministrada) y flujos de caja proyectados a 25 años.

El desarrollo de las actividades comienza con la recepción de la información, la cual se procesa para generar el modelo en conjunto con la información de demanda y generación. La información recibida por parte del promotor del proyecto se utiliza para determinar las alternativas y el modelo del mismo. Para cada una de ellas, se evalúa la viabilidad técnica (eléctrica) a través de flujos de carga, donde se determinan las condiciones en las que operaría en condiciones normales de operación y bajo eventualidades del sistema. Se procede a determinar los aportes de corriente de cortocircuito sobre las subestaciones de interés, identificando si algunas de ellas superan la capacidad de diseño. Por último, se realiza el análisis de estabilidad monitoreando la tensión, la potencia y la frecuencia como variables de control. En caso de presentar una inviabilidad técnica se replantea la alternativa correspondiente.

Una vez se determina la viabilidad técnica de las alternativas, se procede a plantear el costo estimado de la inversión inicial considerando los costos por administración, operación y mantenimiento (AOM) más los activos no eléctricos (ANE). Se adiciona a esta evaluación, un análisis para determinar económicamente el impacto en el cargo G, en las pérdidas y en la energía no suministrada a causa del ingreso de la planta. Todos estos valores, son insumo para calcular el flujo de caja estimado a 25 años con el que se determinará el indicador de relación beneficio - costo. En función de estos análisis se define la alternativa a recomendar.

En la Figura 1 se resume la metodología empleada para el desarrollo del estudio.

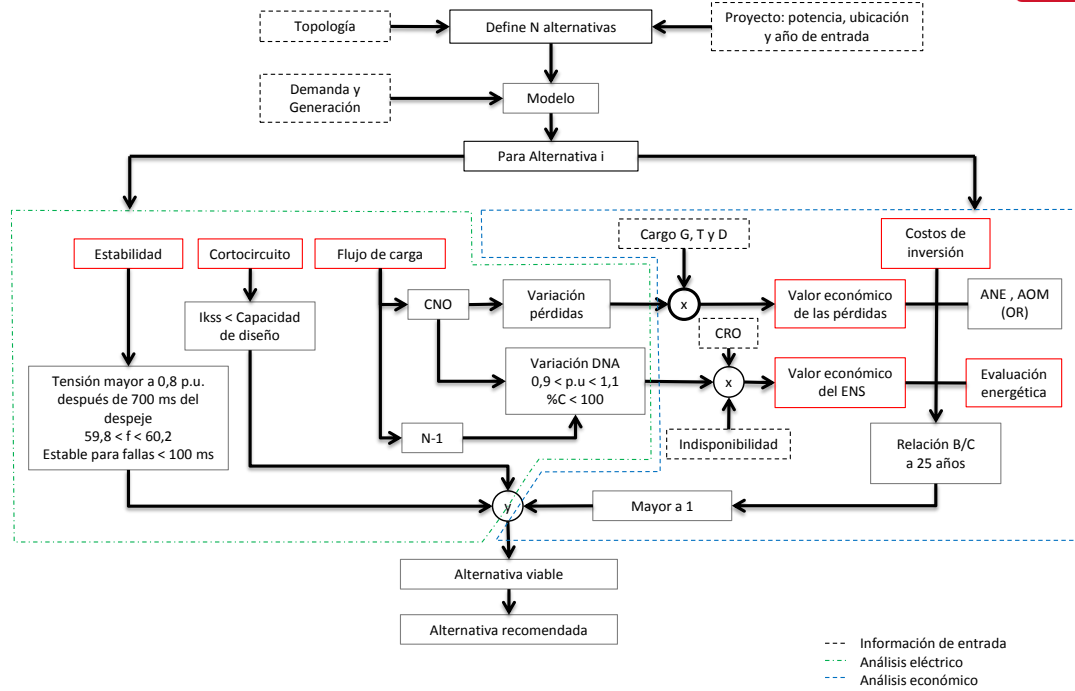


Figura 1. Metodología para el desarrollo de estudios de conexión



4 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Descripción	Entrega 1	Entrega 2		Entrega Final	
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
Descripción del proyecto	X				
Metodología	X				
Análisis Técnico	X				
Flujo de carga		X			
Análisis de perdidas			X		
Análisis de estabilidad			X		
Análisis económico				X	
Conclusiones				X	
Revisiones y comentarios					X

5 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto de generación Proyecto Solar contará con una capacidad total instalada de 9,9 MW. En la Tabla 1 se puede evidenciar las principales características del proyecto de generación solar.

Tabla 1. Características del proyecto

Características de la planta	
Capacidad total instalada	9,9 MW
Factor de planta	20%
Tipo de planta	Fotovoltaica

5.1 Horizonte de análisis

El estudio incluye un análisis operativo para las condiciones que enfrentará la red para el año de entrada en operación de la planta, es decir, año 2021 y un horizonte medio de 5 años posteriores a su ingreso, año 2026.

6 ANÁLISIS TÉCNICO

Para conocer el estado del sistema con la entrada en operación del proyecto, se realizaron simulaciones para el año 2021 y 2026, en los tres escenarios de demanda descritos (Máxima, Media y Mínima) para despachos hidráulicos (H) y térmicos (T).

6.1 Consideraciones

Para realizar el ajuste del modelo, el cual es utilizado para realizar los análisis técnicos, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones.

6.1.1 Consideraciones de operación

- Dado que la tecnología del proyecto emplea recurso solar, para el ajuste de los escenarios, se consideró un despacho del proyecto al 100 % en demanda media, y del 0 % en demanda máxima y mínima.
- De igual forma que la planta del proyecto, las plantas solares a considerar en el área Atlántico se consideran en generación máxima en los escenarios de demanda media y no se despachan en los máximos y mínimos.
- Los análisis de estabilidad dinámica y transitoria se realizan en los escenarios de demanda media, en el cual operaría la planta solar evaluada.
- Por otra parte, debido a que en la resolución CREG 060 de 2019 no se establecen requerimientos para las plantas conectadas en el SDL, estos proyectos se consideran generando con un factor de potencia de 1 en terminales de sus unidades de generación. Sin embargo, se toman en cuenta sus aportes de corriente reactiva en las simulaciones de cortocircuito y estabilidad transitoria

6.2 Alternativas analizadas

Se evaluarán dos alternativas de conexión que permitan definir cuál sería el punto adecuado para la inyección de 9,9 MW a la red de ELECTRICARIBE, con entrada en operación comercial para el año 2021. Dichas alternativas se describen a continuación:

Alternativa 1: Conexión del proyecto de generación fotovoltaica una subestación con nivel de tensión 34,5 kV, a través de un circuito sencillo de aproximadamente 2 km.

Alternativa 2: Conexión del proyecto de generación fotovoltaica a una subestación con nivel de tensión 34,5 kV, a través de un circuito sencillo de aproximadamente 38 km.

6.3 Contingencias analizadas

A continuación, en la Tabla 2 se listan las contingencias analizadas para la red tanto para el caso sin proyecto como para la red considerando las alternativas de conexión en los años de estudio.

Tabla 2. Contingencias analizadas para cada una de las alternativas

No.	Nombre	Tipo de Elemento	2021	2026
1	Cerromatoso 500/220kV 360MVA	Transformador	X	X
2	Cerromatoso 2 500/110kV 150MVA	Transformador	X	X
3	Chinú-Cerromatoso_500kV_3	Línea	X	X
4	Cerromatoso-Primavera_500kV_1	Línea	X	X
5	Cerromatoso-Porcell_500kV_1	Línea	X	X
6	Cerromatoso-Gecelca_110kV_1	Línea	X	X
7	Proyecto solar alternativa 1 de 9,9 MW	Línea	X	X
8	Proyecto solar alternativa 2 de 9,9 MW	Línea	X	X

6.4 Resultados de flujo de carga

Para conocer el estado del sistema con la entrada en operación del proyecto, se realizaron simulaciones para el año 2021 y 2026, en los tres escenarios de demanda descritos (Máxima, Media y Mínima) para despachos hidráulicos (H) y térmicos (T).

6.4.1 Caso sin proyecto

En esta sección se analizan los resultados de flujo de carga de la zona de influencia del proyecto considerando que el proyecto de generación Solar de 9,9 MW no se encuentra en operación en ninguno de los escenarios planteados.

Los resultados de flujo de carga para la red en el caso sin proyecto en los años 2021 y 2026 evidencian que, bajo condiciones normales de operación, los perfiles de tensión de las subestaciones en el área de influencia se mantienen dentro de los rangos establecidos por la regulación, para todos los escenarios de operación. Se observa que las tensiones de las subestaciones de 110 kV están entre 0,916 p.u y 1,086 p.u, las subestaciones de 220 kV están entre 1 p.u y 1,057 p.u y las subestaciones de 500 kV están entre 1,011 p.u y 1,026 p.u.



En cuanto a las cargabilidades de las líneas de transmisión y transformadores del área de influencia del proyecto, en condiciones normales de operación, todas se encuentran por debajo del 100 %, logrando así que las condiciones de operación de la zona sean adecuadas y cumplan con los límites permitidos para cada uno de los elementos. Se observa que la máxima cargabilidad de estos elementos es de 95,78 %, correspondiente a la línea Chinú-Since 110 kV y al transformador Cerromatoso 110/34.5 kV de 30 MVA en el escenario de demanda máxima con despacho hidráulico.

A continuación se presentan los resultados obtenidos de los perfiles de tensión (Tabla 3) y cargabilidad (Tabla 4) de los elementos del área de influencia del proyecto.



Tabla 3. Tensiones [p.u.] – Alternativa 0 – Año 2021 y 2026

Caso Base Subestación	2021						2026					
	MH	MT	DH	DT	NH	NT	MH	MT	DH	DT	NH	NT
Bolívar 220kV	1,038	1,039	1,039	1,039	1,042	1,044	1,040	1,038	1,037	1,033	1,046	1,042
Boston 110kV	1,039	1,041	1,041	1,042	1,057	1,059	1,047	1,055	1,043	1,040	1,064	1,062
Boston Aux 110kV	1,039	1,041	1,041	1,042	1,057	1,059	1,047	1,055	1,043	1,040	1,064	1,062
Buenavista 13.8kV	0,940	0,933	1,068	1,048	0,987	0,974	0,940	0,921	1,069	1,035	0,994	0,970
Buenavista 34.5kV	0,946	0,939	1,071	1,052	0,991	0,977	0,947	0,928	1,073	1,039	0,998	0,973
Caucasia 110kV	1,029	1,024	1,039	1,022	1,047	1,035	1,041	1,026	1,046	1,016	1,058	1,037
Centro Alegre 13.8kV	0,925	0,918	1,044	1,024	0,972	0,959	0,926	0,907	1,045	1,010	0,980	0,955
Centro Alegre 34.5kV	0,936	0,929	1,056	1,036	0,982	0,968	0,936	0,918	1,057	1,023	0,990	0,965
Cereté 110kV	1,045	1,057	1,036	1,037	1,053	1,055	1,050	1,054	1,035	1,033	1,054	1,053
Cerromatoso 1 34.5kV	1,008	1,002	1,013	0,995	1,030	1,017	1,016	1,001	1,017	0,985	1,039	1,017
Cerromatoso 110kV	1,039	1,033	1,046	1,028	1,051	1,039	1,050	1,036	1,052	1,023	1,062	1,042
Cerromatoso 220kV	1,000	1,006	0,997	0,998	0,997	1,001	1,007	1,008	1,001	0,994	1,004	1,003
Cerromatoso 3 34.5kV	0,966	0,961	0,972	0,956	0,977	0,966	0,977	0,963	0,978	0,951	0,988	0,969
Cerromatoso 3.2 110kV	1,033	1,035	1,038	1,033	1,036	1,036	1,044	1,038	1,044	1,029	1,048	1,038
Cerromatoso 3.2 34.5kV	1,033	1,035	1,038	1,033	1,036	1,036	1,044	1,038	1,044	1,029	1,047	1,038
Cerromatoso 34.5kV	0,950	0,944	0,956	0,940	0,961	0,950	0,960	0,947	0,962	0,935	0,971	0,952
Cerromatoso 500kV	1,011	1,018	1,017	1,015	1,015	1,019	1,023	1,023	1,023	1,009	1,026	1,022
Chinú 110kV	1,075	1,077	1,075	1,075	1,082	1,083	1,077	1,081	1,075	1,072	1,086	1,083
Chinú 220kV	1,034	1,057	1,034	1,035	1,045	1,046	1,052	1,054	1,036	1,030	1,050	1,048
Chinú 500kV	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015	1,015	1,013	1,018	1,015
Chinú Aux 110kV	1,075	1,077	1,075	1,075	1,082	1,083	1,077	1,081	1,075	1,072	1,086	1,083
Chinú CC 110kV	1,074	1,076	1,074	1,074	1,082	1,082	1,075	1,080	1,074	1,071	1,085	1,082
Chinú T1 34.5kV	0,966	0,968	0,966	0,967	0,973	0,974	0,968	0,972	0,966	0,964	0,976	0,973
Chinú T2 34.5kV	0,966	0,968	0,966	0,967	0,956	0,957	0,968	0,972	0,966	0,964	0,959	0,957
Coveñas 110kV	1,016	1,018	1,026	1,027	1,040	1,041	1,029	1,035	1,029	1,025	1,046	1,043
El Carmen 110kV	0,947	0,950	1,011	1,013	1,017	1,018	0,966	0,975	1,015	1,011	1,024	1,021
Gecelca 3 110kV	1,039	1,027	1,046	1,024	1,051	1,032	1,051	1,030	1,052	1,019	1,063	1,034
Gecelca 3.2 110kV	1,033	1,042	1,038	1,041	1,036	1,043	1,044	1,044	1,045	1,039	1,048	1,044
La Mojana 110kV	1,036	1,038	1,070	1,071	1,064	1,065	1,034	1,039	1,068	1,065	1,065	1,062
Magangué 110kV	0,959	0,961	1,010	1,011	0,998	0,999	0,949	0,955	1,002	0,999	0,994	0,990
Mompox 110kV	0,916	0,919	0,985	0,985	0,965	0,966	0,903	0,909	0,974	0,971	0,959	0,955
Montelibano 34.5kV	0,966	0,960	0,972	0,953	1,000	0,987	0,972	0,956	0,973	0,939	1,007	0,984
Montería 110kV	1,031	1,046	1,017	1,018	1,037	1,040	1,036	1,040	1,015	1,013	1,037	1,037
Montería 220kV	1,013	1,029	1,008	1,009	1,020	1,023	1,022	1,026	1,007	1,004	1,022	1,022
Nueva Montería 110kV	1,031	1,046	1,018	1,019	1,038	1,041	1,037	1,041	1,016	1,014	1,038	1,038



Caso Base Subestación	2021					
	MH	MT	DH	DT	NH	NT
Planeta Rica 13.8kV	0,980	0,973	1,017	0,997	1,014	1,001
Planeta Rica 34.5kV	0,985	0,978	1,024	1,004	1,019	1,005
Planetarrica 110kV	0,970	0,964	1,024	1,005	1,006	0,993
Río Sinú 110kV	1,008	1,022	0,994	0,995	1,020	1,023
San Marcos 110kV	1,050	1,052	1,070	1,070	1,071	1,071
Sierra Flor 110kV	1,026	1,029	1,029	1,030	1,049	1,050
Since 110kV	1,011	1,013	1,044	1,045	1,037	1,038
Tierra Alta 110kV	1,015	1,022	1,001	1,001	1,014	1,015
Tolu Viejo 110kV	1,009	1,012	1,023	1,024	1,039	1,040
Toluviejo 1 13.8kV	-	-	-	-	-	-
Toluviejo 2 13.8kV	-	-	-	-	-	-
Toluviejo 220kV	-	-	-	-	-	-
Uraba 220kV	1,016	1,023	1,005	1,006	1,012	1,014
Ure 110kV	1,032	1,027	1,039	1,022	1,046	1,034
Urrá 110kV	1,028	1,031	1,011	1,010	1,019	1,019
Urra 220kV	1,030	1,030	1,015	1,015	1,015	1,015

2026					
MH	MT	DH	DT	NH	NT
0,985	0,967	1,019	0,984	1,022	0,998
0,991	0,973	1,026	0,991	1,026	1,003
0,977	0,961	1,027	0,996	1,014	0,992
1,024	1,028	1,003	1,001	1,028	1,028
1,049	1,054	1,068	1,065	1,073	1,069
1,036	1,047	1,032	1,030	1,057	1,055
1,007	1,012	1,040	1,037	1,036	1,033
1,022	1,025	1,005	1,003	1,017	1,017
1,032	1,039	1,030	1,027	1,049	1,047
1,032	1,039	1,030	1,027	1,049	1,047
1,042	1,045	1,036	1,032	1,050	1,047
1,018	1,021	1,003	1,003	1,011	1,013
1,044	1,029	1,046	1,016	1,057	1,036
1,031	1,032	1,013	1,011	1,021	1,020
1,030	1,030	1,015	1,015	1,015	1,015

Tabla 4. Cargabilidades [%] – Alternativa 0 – Año 2021 y 2026

2021 - Caso Base Elemento	2021					
	MH	MT	DH	DT	NH	NT
Bolivar-Toluviejo_220kV_1	-	-	-	-	-	-
Boston-Chinú_110kV_1	56,82	54,98	33,64	32,94	42,65	38,34
Boston-Chinú_110kV_2	57,16	55,30	33,84	33,13	42,89	38,55
Boston-Sierra Flor_110kV_1	56,47	53,79	29,52	31,97	41,78	35,33
Caucasia-Cerromatoso_110kV_1	15,89	15,98	13,09	13,31	8,99	9,09
Caucasia-Cerromatoso_110kV_2	15,53	15,62	12,80	13,01	8,79	8,89
Cereté-Nueva Montería_110kV_1	21,01	13,28	24,74	20,65	20,52	15,50
Cerromatoso 1 500/110kV 150MVA	71,65	52,42	46,99	55,62	54,11	46,79
Cerromatoso 110/34.5kV 30MVA	86,77	87,33	76,60	78,09	60,76	61,52
Cerromatoso 2 500/110kV 150MVA	72,02	52,61	45,95	55,83	54,36	45,59
Cerromatoso 3.2-Gecelca 3.2_110kV_1	0,30	47,05	0,30	47,14	0,30	47,03
Cerromatoso 3.2-Gecelca 3.2_110kV_2	0,30	47,05	0,30	47,14	0,30	47,03
Cerromatoso 4 500/110/34.5kV 150MVA	71,32	52,23	35,93	55,41	53,88	42,73
Cerromatoso 500/110/34.5kV 450MVA	0,39	60,99	0,39	61,10	0,39	60,96

2026					
MH	MT	DH	DT	NH	NT
12,19	4,65	17,58	4,75	9,88	6,57
31,41	35,07	31,89	31,80	30,03	26,42
31,59	35,27	32,07	31,99	30,20	26,57
24,33	23,34	32,03	37,47	21,94	17,44
15,71	15,93	13,01	13,39	8,89	9,07
15,36	15,58	12,72	13,09	8,70	8,87
14,75	16,25	21,67	20,61	17,33	17,35
72,22	54,10	47,27	54,60	54,46	46,91
91,91	93,43	81,62	84,39	64,33	65,78
72,59	54,29	46,23	54,80	54,71	45,67
0,30	46,94	0,30	47,36	0,30	46,95
0,30	46,94	0,30	47,36	0,30	46,95
71,89	53,90	36,36	54,40	54,23	43,81
0,39	60,84	0,39	61,39	0,39	60,85



2021 - Caso Base	2021						2026					
	Elemento	MH	MT	DH	DT	NH	NT	MH	MT	DH	DT	NH
Cerromatoso 500/220kV 360MVA	43,36	29,95	38,74	26,69	31,64	21,19	41,52	29,99	39,87	30,70	30,30	20,77
Cerromatoso-Gecelca_110kV_1	0,41	45,19	0,41	45,01	0,41	45,49	0,41	45,32	0,41	44,83	0,42	45,61
Cerromatoso-Gecelca_110kV_2	0,41	45,19	0,41	45,01	0,41	45,49	0,41	45,32	0,41	44,83	0,42	45,61
Cerromatoso-Montelibano_34.5kV (LN-549)	77,79	78,31	73,65	75,13	54,06	54,76	82,48	83,91	78,56	81,34	57,28	58,61
Cerromatoso-Planeta Rica_110kV_1	59,01	59,41	44,32	45,30	39,69	40,20	62,71	63,83	42,79	44,48	41,90	42,87
Cerromatoso-Porcell_500kV_1	47,89	18,52	22,12	18,81	40,42	13,02	8,52	9,82	9,39	21,04	10,32	11,90
Cerromatoso-Primavera_500kV_1	28,16	12,33	12,45	14,18	24,53	10,87	12,00	12,19	12,90	19,50	8,08	11,67
Cerromatoso-Ure_110kV_1	55,94	56,25	50,13	50,97	43,12	43,61	55,31	56,10	49,82	51,27	42,65	43,51
Cerromatoso-Ure_110kV_2	69,13	69,51	61,93	62,98	53,27	53,88	68,35	69,32	61,56	63,35	52,69	53,76
Cerromatoso-Urra_230kV_1	25,61	17,69	22,88	15,76	18,68	12,51	24,52	17,71	23,55	18,13	17,90	12,26
Cerromatoso-Urra_230kV_2	25,60	17,68	22,87	15,76	18,68	12,51	24,51	17,71	23,54	18,13	17,89	12,26
Chinú 1 500/110kV 150MVA	80,43	79,60	39,59	39,31	62,42	60,92	64,51	68,39	39,73	39,97	56,38	54,79
Chinú 2 500/110kV 150MVA	81,61	80,75	40,16	39,88	63,28	61,76	65,45	69,39	40,31	40,55	57,15	55,53
Chinú 3 500/110/34.5kV 150MVA	80,34	79,51	39,54	39,26	62,31	60,81	64,44	68,32	39,69	39,93	56,27	54,68
Chinú 500/220/34.5kV 450MVA	5,72	10,41	30,25	24,86	6,71	9,52	27,61	29,61	19,52	17,36	22,14	20,03
Chinú-Cerromatoso_500kV_1	20,73	12,36	11,58	4,21	17,90	5,10	13,76	6,18	6,17	13,96	11,63	7,97
Chinú-Cerromatoso_500kV_2	20,26	12,10	11,30	4,15	17,49	5,05	13,59	6,13	6,09	13,75	11,51	7,80
Chinú-Cerromatoso_500kV_3	20,30	12,12	11,31	4,15	17,52	5,04	13,61	6,12	6,09	13,77	11,52	7,80
Chinú-Chinú Planta_110kV_1	58,37	58,26	24,38	24,37	41,85	41,82	62,21	61,94	26,44	26,52	44,55	44,67
Chinú-Coveñas_110kV_1	29,08	28,14	14,76	14,14	22,39	20,19	18,39	17,78	13,21	13,15	15,98	14,23
Chinú-Montería_220kV_1	11,66	17,31	15,56	13,89	13,17	15,90	15,81	18,02	15,48	15,51	14,75	17,05
Chinú-San Marcos_110kV_1	56,46	56,34	14,35	14,34	37,85	37,82	60,44	60,14	13,52	13,61	40,28	40,41
Chinú-Since_110kV_1	88,66	88,42	39,82	39,80	63,68	63,62	95,78	95,20	39,69	39,88	68,39	68,65
Chinú-Toluviejo_220kV_1	-	-	-	-	-	-	29,39	24,45	12,57	2,46	26,35	14,18
Coveñas-Toluviejo_110kV_1	13,89	12,00	10,48	13,68	8,73	3,59	11,57	12,46	16,86	22,15	8,27	13,38
El Carmen-Toluviejo_110kV_1	45,78	45,44	17,19	17,14	28,77	28,72	47,99	47,52	15,98	16,14	30,58	30,67
La Mojana-San Marcos_110kV_1	19,51	19,47	14,02	14,02	12,59	12,58	20,82	20,72	13,44	13,48	13,37	13,41
Magangue-Monpox_110kV_1	79,14	78,91	38,49	38,47	59,44	59,38	85,70	85,13	43,13	43,29	63,76	64,01
Magangue-Since_110kV_1	73,50	73,30	30,22	30,21	53,57	53,52	79,53	79,02	34,07	34,21	57,52	57,74
Montería 2 220/110/44kV 150MVA(1)	49,87	50,42	25,61	25,84	37,06	36,69	48,62	49,62	27,81	27,20	36,21	37,09
Montería 220/110/44kV 150MVA(1)	49,87	50,42	25,61	25,84	37,06	36,69	48,62	49,62	27,81	27,20	36,21	37,09
Montería-Nueva Montería_110kV_1	30,52	30,03	34,00	33,96	23,32	23,26	32,51	32,35	36,54	36,62	24,91	24,91
Montería-Nueva Montería_110kV_2	29,30	28,83	32,63	32,60	22,39	22,33	31,20	31,05	35,07	35,15	23,91	23,92
Montería-Uraba_220kV_1	28,12	20,75	12,86	5,20	22,05	12,03	27,54	18,78	10,57	3,54	21,41	11,20
Nueva Montería-Río Sinú_110kV_1	44,46	48,46	55,91	62,24	33,16	37,11	25,52	27,41	31,95	35,90	18,74	20,96
Nueva Montería-Río Sinú_110kV_2	-	-	-	-	-	-	25,52	27,41	31,95	35,90	18,74	20,96



2021 - Caso Base	2021					
Elemento	MH	MT	DH	DT	NH	NT
Planeta Rica - T. Buenavista_34.5kV	25,41	25,61	49,00	49,96	18,36	18,62
Planeta Rica 50/40/15 MVA	72,95	73,47	54,74	55,84	50,17	50,83
Rio Sinu-Tierra Alta_110kV_1	42,25	33,87	20,11	10,61	32,20	21,03
T. Buenavista-Buenavista_34.5kV	16,81	16,94	53,90	54,93	11,63	11,79
T. Buenavista-Centro Alegre_34.5kV	8,77	8,84	6,10	6,22	6,95	7,05
Tenera-Toluviejo_110kV_1	3,70	11,47	30,70	16,07	8,59	20,41
Tierra Alta-Urra_110kV_1	59,22	49,95	33,43	23,89	43,79	31,69
Toluviejo 1 220/110/13.8kV 150MVA	-	-	-	-	-	-
Toluviejo 1 220/110/13.8kV 150MVA (1)	-	-	-	-	-	-
Trf. Buenavista 34.5/13.8kV 5MVA	47,22	47,59	33,91	34,55	32,67	33,12
Trf. Centro Alegre 34.5/13.8kV 2MVA	61,61	62,10	42,85	43,69	48,78	49,48
Uraba-Urra_220kV_1	43,91	35,61	28,17	19,43	33,90	23,11
Urra 230/110/13.8kV 90MVA	54,16	45,68	30,49	21,66	40,04	28,98

2026					
MH	MT	DH	DT	NH	NT
27,79	28,36	48,30	49,95	18,92	19,41
77,51	78,92	53,80	55,69	53,31	54,57
40,54	30,85	16,21	4,84	31,21	19,61
18,43	18,80	53,18	54,96	12,25	12,56
9,52	9,71	6,09	6,30	6,89	7,07
12,13	10,42	22,69	10,90	11,94	12,52
57,90	47,51	29,75	18,57	42,98	30,36
22,22	29,11	7,16	5,05	19,56	21,76
22,22	29,11	7,16	5,05	19,56	21,76
51,78	52,83	35,73	36,91	34,43	35,29
66,81	68,21	42,79	44,27	48,41	49,67
44,36	35,25	27,33	17,84	34,22	23,26
52,95	43,45	27,15	16,75	39,30	27,76

Por otro lado, en el análisis de las contingencias N-1 (Tabla 2), en el cual el sistema debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso de indisponibilidad de un elemento a la vez, se presentaron las siguientes condiciones:

Tabla 5.. Tensiones Fuera de Rangos – 2026 – Caso Base

Caso Base	Voltajes [p.u.]					
Subestación (Contingencia)	MH	MT	DH	DT	NH	NT
N-1 Cerromatoso 500_220kV 360						
Mompox 110kV	0,897	0,906	0,970	0,969	0,956	0,954
N-1 Chinú 500_220/34_5kV 450M						
Mompox 110kV	0,896	0,900	0,969	0,968	0,955	0,951

Tabla 6. Resumen de Elementos con Sobrecargas – 2026 – Caso Base

2026 - Caso Base	Cargabilidad [%]					
Elemento (Contingencia)	MH	MT	DH	DT	NH	NT
N-1 Cerromatoso 2 500_110kV 1						
Cerromatoso 1 500/110kV 150MVA	111,14	88,67	89,80	87,51	90,99	89,40
Cerromatoso 4 500/110/34.5kV 150MVA	110,65	75,10	55,15	76,43	82,69	59,16

Como se puede observar en la Tabla 5 y Tabla 6, se observa una sobrecarga en los transformadores Cerromatoso 500/110 150 MVA y la barra de la subestación Mompox 110 kV. En el caso de los transformadores Cerromatoso 500/110 150 MVA se obtiene una sobrecarga máxima de 11.14% en el escenario de operación de demanda máxima despacho hidráulico, la limitación se evidencia debido a la cantidad de potencia que circula por los transformadores en el escenario descrito, puesto que en este escenario se tienen despachados en su totalidad solo los generadores hidráulicos y toda la potencia que debe suministrar a la subestación Cerromatoso 110 kV circula por los tres transformadores y ante la contingencia de cualquiera de los tres transformadores de Cerromatoso 500/110 kV 150 MVA se presentará un sobrecarga, se recomienda al OR que, ante la contingencia de uno de los transformadores de Cerromatoso 500/110 kV se apague los reactores asociados a los transformadores mencionados anteriormente y controlar los perfiles de tensión asociados a las barras de Centro Alegre 13,8 kV, Centro Alegre 34,5kV, Buenavista 34,5 kV y PlanetaRica 34,5 kV a través del transformador PlanetaRica 110/34,5/13,8 kV. Para las contingencias de los transformadores de Cerromatoso 500/220 kV y Chinú 500/220/34,5 kV se presenta una baja tensión en la subestación Mompox 110 kV, esta baja tensión es propia de la red y el OR es conocedor de dicho problema, por lo que se hace necesario evaluar una forma de mitigación ante el evento y la posible conexión de nuevas generaciones. En el resto de contingencias se tiene valores dentro de los límites permitidos por la regulación, y permiten operar la red de manera adecuada ante contingencias.



6.4.2 Alternativa 1

En esta sección se analizan los resultados de flujo de carga de la zona de influencia considerando que la generación proyecto de generación Solar de 9,9 MW, está en operación, mediante la conexión a la subestación 34,5 kV, a través de un circuito sencillo de aproximadamente 1,9 km. Se muestran los resultados sólo para escenarios de demanda media con despacho hidráulico y térmico, ya que el proyecto es de tecnología solar y por lo tanto tiene participación en horas diurnas donde la mayor parte del tiempo se tiene demanda media.

Los resultados de flujo de carga para la red ante la conexión del proyecto mediante la alternativa 1 en los años 2021 y 2026 evidencian que, bajo condiciones normales de operación, los perfiles de tensión de las subestaciones en el área de influencia se mantienen dentro de los rangos establecidos por la regulación, para todos los escenarios de operación. Se observa que las tensiones de las subestaciones de 110 kV están entre 0,971 p.u y 1,071 p.u, las subestaciones de 220 kV están entre 0,994 p.u y 1,076 p.u y las subestaciones de 500 kV están entre 1,009 p.u y 1,023 p.u.

En cuanto a las cargabilidades de las líneas de transmisión y transformadores del área de influencia del proyecto, en condiciones normales de operación, todas se encuentran por debajo del 100 %, logrando así que las condiciones de operación de la zona sean adecuadas y cumplan con los límites permitidos para cada uno de los elementos. Se observa que la máxima cargabilidad de estos elementos es de 86,31 %, correspondiente a la línea PlanetaRica – Buenavista 34,5 kV en el escenario de demanda media con despacho térmico.

A continuación se presentan los resultados obtenidos de los perfiles de tensión (Tabla 7) y cargabilidades (Tabla 8) de los elementos del área de influencia del proyecto.



Tabla 7. Tensiones [p.u.] – Alternativa 1 – Año 2021 y 2026

Alternativa 1 Subestación	2021		2026	
	DH	DT	DH	DT
Bolivar 220kV	1,039	1,039	1,037	1,033
Boston 110kV	1,041	1,042	1,043	1,04
Boston Aux 110kV	1,041	1,042	1,043	1,04
Buenavista 13.8kV	1,037	1,015	1,039	1,001
Buenavista 34.5kV	1,04	1,018	1,043	1,004
Caucasia 110kV	1,037	1,02	1,043	1,014
Centro Alegre 13.8kV	1,077	1,055	1,079	1,041
Centro Alegre 34.5kV	1,088	1,067	1,091	1,053
Proyector Solar 9,9MW, 34.5kV	1,095	1,074	1,098	1,06
Cereté 110kV	1,036	1,037	1,035	1,033
Cerromatoso 1 34.5kV	1,011	0,993	1,014	0,983
Cerromatoso 110kV	1,043	1,027	1,05	1,021
Cerromatoso 220kV	0,997	0,998	1,001	0,994
Cerromatoso 3 34.5kV	0,97	0,954	0,976	0,949
Cerromatoso 3.2 110kV	1,038	1,033	1,044	1,029
Cerromatoso 3.2 34.5kV	1,038	1,033	1,044	1,029
Cerromatoso 34.5kV	0,954	0,938	0,960	0,933
Cerromatoso 500kV	1,017	1,015	1,023	1,009
Chinú 110kV	1,075	1,075	1,075	1,072
Chinú 220kV	1,034	1,035	1,036	1,03
Chinú 500kV	1,015	1,015	1,015	1,013
Chinú Aux 110kV	1,075	1,075	1,075	1,072
Chinú CC 110kV	1,074	1,074	1,074	1,071
Chinú T1 34.5kV	0,966	0,967	0,966	0,964
Chinú T2 34.5kV	0,966	0,967	0,966	0,964
Coveñas 110kV	1,026	1,027	1,029	1,025
El Carmen 110kV	1,011	1,013	1,015	1,011
Gecelca 3 110kV	1,043	1,022	1,05	1,017
Gecelca 3.2 110kV	1,038	1,041	1,044	1,038
La Mojana 110kV	1,07	1,071	1,068	1,065
Magangué 110kV	1,01	1,011	1,002	0,999
Mompox 110kV	0,985	0,985	0,974	0,971
Montelibano 34.5kV	0,97	0,951	0,97	0,937
Montería 110kV	1,017	1,018	1,015	1,013
Monteria 220kV	1,008	1,009	1,007	1,004
Nueva Montería 110kV	1,018	1,019	1,016	1,014
Planeta Rica 13.8kV	0,994	0,972	0,997	0,959
Planeta Rica 34.5kV	1,001	0,98	1,004	0,967
Planetarrica 110kV	1,015	0,996	1,019	0,986
Río Sinú 110kV	0,994	0,995	1,003	1,001
San Marcos 110kV	1,07	1,07	1,068	1,065
Sierra Flor 110kV	1,029	1,03	1,032	1,03
Since 110kV	1,044	1,045	1,04	1,037
Tierra Alta 110kV	1,001	1,001	1,005	1,003
Tolu Viejo 110kV	1,023	1,024	1,03	1,027
Toluviejo 1 13.8kV	-	-	1,03	1,027
Toluviejo 2 13.8kV	-	-	1,03	1,027
Toluviejo 220kV	-	-	1,036	1,032
Uraba 220kV	1,005	1,006	1,003	1,003
Ure 110kV	1,037	1,02	1,044	1,014
Urrá 110kV	1,011	1,01	1,013	1,011



Alternativa 1 Subestación	2021		2026	
	DH	DT	DH	DT
Urrea 220kV	1,015	1,015	1,015	1,015

Tabla 8. Cargabilidades [%] – Alternativa 1 – Año 2021 y 2026

Alternativa 1 Elemento	2021		2026	
	DH	DT	DH	DT
Bolivar-Toluviejo_220kV_1	-	-	17,6	4,76
Boston-Chinú_110kV_1	33,64	32,94	31,89	31,8
Boston-Chinú_110kV_2	33,84	33,13	32,07	31,99
Boston-Sierra Flor_110kV_1	29,52	31,97	32,03	37,47
Caucasia-Cerromatoso_110kV_1	13,12	13,34	13,04	13,42
Caucasia-Cerromatoso_110kV_2	12,83	13,04	12,75	13,12
Proyecto Solar 9,9MW_34.5kV	64,59	65,9	64,43	66,74
Cereté-Nueva Montería_110kV_1	24,75	20,65	21,68	20,61
Cerromatoso 1 500/110kV 150MVA	46,9	57,68	47,19	56,69
Cerromatoso 110/34.5kV 30MVA	76,8	78,26	81,82	84,58
Cerromatoso 2 500/110kV 150MVA	45,83	57,9	46,11	56,91
Cerromatoso 3.2-Gecelca 3.2_110kV_1	0,3	47,15	0,3	47,37
Cerromatoso 3.2-Gecelca 3.2_110kV_2	0,3	47,15	0,3	47,37
Cerromatoso 4 500/110/34.5kV 150MVA	37,16	57,46	37,5	56,48
Cerromatoso 500/110/34.5kV 450MVA	0,39	61,11	0,39	61,4
Cerromatoso 500/220kV 360MVA	38,76	26,72	39,87	30,72
Cerromatoso-Gecelca_110kV_1	0,41	44,94	0,41	44,79
Cerromatoso-Gecelca_110kV_2	0,41	44,94	0,41	44,79
Cerromatoso-Montelibano_34.5kV (LN-549)	73,85	75,31	78,76	81,53
Cerromatoso-Planeta Rica_110kV_1	57,53	58,9	55,78	58,19
Cerromatoso-Porcelli_500kV_1	21,89	19,03	9,49	21,16
Cerromatoso-Primavera_500kV_1	12,37	14,3	12,98	19,57
Cerromatoso-Ure_110kV_1	50,24	51,07	49,93	51,36
Cerromatoso-Ure_110kV_2	62,07	63,1	61,69	63,47
Cerromatoso-Urrea_230kV_1	22,89	15,78	23,55	18,14
Cerromatoso-Urrea_230kV_2	22,88	15,77	23,54	18,14
Chinú 1 500/110kV 150MVA	39,59	39,31	39,73	39,97
Chinú 2 500/110kV 150MVA	40,16	39,88	40,31	40,55
Chinú 3 500/110/34.5kV 150MVA	39,54	39,26	39,69	39,93
Chinú 500/220/34.5kV 450MVA	30,25	24,86	19,52	17,36
Chinú-Cerromatoso_500kV_1	11,63	4,14	6,12	13,93
Chinú-Cerromatoso_500kV_2	11,34	4,08	6,05	13,74
Chinú-Cerromatoso_500kV_3	11,36	4,08	6,05	13,77
Chinú-Chinú Planta_110kV_1	24,38	24,37	26,44	26,52
Chinú-Coveñas_110kV_1	14,76	14,14	13,21	13,15
Chinú-Monteria_220kV_1	15,57	13,88	15,48	15,51
Chinú-San Marcos_110kV_1	14,35	14,34	13,52	13,61
Chinú-Since_110kV_1	39,82	39,8	39,69	39,88
Chinú-Toluviejo_220kV_1	-	-	12,58	2,47
Coveñas-Toluviejo_110kV_1	10,48	13,67	16,85	22,14
El Carmen-Toluviejo_110kV_1	17,19	17,14	15,98	16,14
La Mojana-San Marcos_110kV_1	14,02	14,02	13,44	13,48
Magangue-Monpox_110kV_1	38,49	38,47	43,13	43,29
Magangue-Since_110kV_1	30,22	30,21	34,07	34,21
Monteria 2 220/110/44kV 150MVA(1)	25,61	25,84	27,81	27,2



Alternativa 1 Elemento	2021		2026	
	DH	DT	DH	DT
Monteria 220/110/44kV 150MVA(1)	25,61	25,84	27,81	27,2
Montería-Nueva Montería_110kV_1	34,00	33,96	36,54	36,62
Montería-Nueva Montería_110kV_2	32,63	32,6	35,07	35,15
Monteria-Uraba_220kV_1	12,87	5,20	10,58	3,54
Nueva Montería-Río Sinú_110kV_1	55,9	62,23	31,95	35,90
Nueva Montería-Río Sinú_110kV_2	-	-	31,95	35,90
Planeta Rica - T. Buenavista_34.5kV	84,52	86,31	83,82	86,97
Planeta Rica 50/40/15 MVA	78,71	80,4	77,67	80,64
Rio Sinu-Tierra Alta_110kV_1	20,12	10,62	16,22	4,85
T. Buenavista-Buenavista_34.5kV	55,55	56,77	54,74	56,88
T. Buenavista-Centro Alegre_34.5kV	59,7	60,92	59,55	61,71
Tenera-Toluviejo_110kV_1	30,72	16,09	22,71	10,91
Tierra Alta-Urra_110kV_1	33,45	23,89	29,76	18,58
Toluviejo 1 220/110/13.8kV 150MVA	-	-	7,16	5,06
Toluviejo 1 220/110/13.8kV 150MVA(1)	-	-	7,16	5,06
Trf. Buenavista 34.5/13.8kV 5MVA	34,94	35,7	36,76	38,18
Trf. Centro Alegre 34.5/13.8kV 2MVA	41,54	42,4	41,44	42,95
Uraba-Urra_220kV_1	28,18	19,44	27,34	17,85
Urra 230/110/13.8kV 90MVA	30,50	21,67	27,16	16,76

Por otro lado, en el análisis de las contingencias N-1 (Tabla 2), en el cual el sistema debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso de indisponibilidad de un elemento a la vez, se observa que tanto los perfiles de tensión de las subestaciones cercanas al proyecto, como las cargabilidades de los transformadores y líneas de transmisión, mantienen valores dentro de los límites permitidos por la regulación, y permiten operar la red de manera adecuada ante contingencias.

6.4.3 Alternativa 2

En esta sección se analizan los resultados de flujo de carga de la zona de influencia considerando que el proyecto de generación Solar de 9,9 MW, está en operación, mediante la conexión a la subestación Montelíbano 34,5 kV, a través de un circuito sencillo de aproximadamente 38 km. Se muestran los resultados sólo para escenarios de demanda media con despacho hidráulico y térmico, ya que el proyecto es de tecnología solar y por lo tanto tiene participación en horas diurnas donde la mayor parte del tiempo se tiene demanda media.

Los resultados de flujo de carga para la red ante la conexión del proyecto mediante la alternativa 2 en los años 2021 y 2026 evidencian que, bajo condiciones normales de operación, los perfiles de tensión de las subestaciones en el área de influencia se mantienen dentro de los rangos establecidos por la regulación, para todos los escenarios de operación. Se observa que las tensiones de las subestaciones de 110 kV están entre 0,971 y 1,075, las subestaciones de 220 kV están entre 0,994 p.u. y 1,039 p.u. y las subestaciones de 500 kV están entre 1,009 p.u. y 1,023 p.u.

En cuanto a las cargabilidades de las líneas de transmisión y transformadores del área de influencia del proyecto, en condiciones normales de operación, todas se encuentran por debajo del 100 %, logrando así que las condiciones de operación de la zona sean adecuadas y cumplan con los límites permitidos para cada uno de los elementos. Se observa que la máxima cargabilidad de estos elementos es de 66,35 %, correspondiente a la línea Proyecto Solar 9,9 MW-Montelíbano_34,5kV en el escenario de demanda media con despacho térmico.



A continuación se presentan los resultados obtenidos de los perfiles de tensión (Tabla 9) y cargabilidades (Tabla 10) de los elementos del área de influencia del proyecto.

Tabla 9. Tensiones [p.u.] – Alternativa 2 – Año 2021 y 2026

Alternativa 2 Subestación	2021		2026	
	DH	DT	DH	DT
Bolivar 220kV	1,039	1,039	1,037	1,033
Boston 110kV	1,041	1,042	1,043	1,04
Boston Aux 110kV	1,041	1,042	1,043	1,04
Buenavista 13.8kV	1,068	1,048	1,069	1,035
Buenavista 34.5kV	1,071	1,051	1,072	1,038
Caucasia 110kV	1,039	1,022	1,045	1,016
Centro Alegre 13.8kV	1,043	1,023	1,045	1,01
Centro Alegre 34.5kV	1,055	1,035	1,057	1,022
Proyecto Solar 34.5kV_2	1,099	1,08	1,097	1,067
Cereté 110kV	1,036	1,037	1,035	1,033
Cerromatoso 1 34.5kV	1,008	0,989	1,011	0,979
Cerromatoso 110kV	1,045	1,028	1,052	1,022
Cerromatoso 220kV	0,997	0,998	1,001	0,994
Cerromatoso 3 34.5kV	0,972	0,956	0,978	0,951
Cerromatoso 3.2 110kV	1,038	1,033	1,044	1,029
Cerromatoso 3.2 34.5kV	1,038	1,033	1,044	1,029
Cerromatoso 34.5kV	0,956	0,94	0,961	0,935
Cerromatoso 500kV	1,017	1,015	1,023	1,009
Chinú 110kV	1,075	1,075	1,075	1,072
Chinú 220kV	1,034	1,035	1,036	1,03
Chinú 500kV	1,015	1,015	1,015	1,013
Chinú Aux 110kV	1,075	1,075	1,075	1,072
Chinú CC 110kV	1,074	1,074	1,074	1,071
Chinú T1 34.5kV	0,966	0,967	0,966	0,964
Chinú T2 34.5kV	0,966	0,967	0,966	0,964
Coveñas 110kV	1,026	1,027	1,029	1,025
El Carmen 110kV	1,011	1,013	1,015	1,011
Gecelca 3 110kV	1,045	1,023	1,052	1,019
Gecelca 3.2 110kV	1,038	1,041	1,045	1,039
La Mojana 110kV	1,07	1,071	1,068	1,065
Magangué 110kV	1,01	1,011	1,002	0,999
Mompox 110kV	0,985	0,985	0,974	0,971
Montelibano 34.5kV	0,975	0,955	0,975	0,942
Montería 110kV	1,017	1,018	1,015	1,013
Monteria 220kV	1,008	1,009	1,007	1,004
Nueva Montería 110kV	1,018	1,019	1,016	1,014
Planeta Rica 13.8kV	1,017	0,996	1,019	0,984
Planeta Rica 34.5kV	1,023	1,003	1,025	0,991
Planetarrica 110kV	1,023	1,005	1,027	0,995
Río Sinú 110kV	0,994	0,995	1,003	1,001
San Marcos 110kV	1,07	1,07	1,068	1,065
Sierra Flor 110kV	1,029	1,03	1,032	1,03
Since 110kV	1,044	1,045	1,04	1,037
Tierra Alta 110kV	1,001	1,001	1,005	1,003
Tolu Viejo 110kV	1,023	1,024	1,03	1,027
Toluviejo 1 13.8kV	-	-	1,03	1,027



Alternativa 2 Subestación	2021		2026	
	DH	DT	DH	DT
Toluviejo 2 13.8kV	-	-	1,03	1,027
Toluviejo 220kV	-	-	1,036	1,032
Uraba 220kV	1,005	1,006	1,003	1,003
Ure 110kV	1,039	1,022	1,046	1,016
Urrá 110kV	1,011	1,01	1,013	1,011
Urrea 220kV	1,015	1,015	1,015	1,015

Tabla 10. Cargabilidades [%] – Alternativa 2 – Año 2021 Y 2026

2021 - Alternativa 2 Elemento	2021		2026	
	DH	DT	DH	DT
Bolivar-Toluviejo_220kV_1	-	-	17,6	4,76
Boston-Chinú_110kV_1	33,64	32,94	31,89	31,8
Boston-Chinú_110kV_2	33,84	33,13	32,07	31,99
Boston-Sierra Flor_110kV_1	29,52	31,97	32,03	37,47
Caucasia-Cerromatoso_110kV_1	13,1	13,32	13,02	13,4
Caucasia-Cerromatoso_110kV_2	12,8	13,02	12,72	13,09
Proyecto Solar_34.5kV	64,39	65,54	64,53	66,35
Cereté-Nueva Montería_110kV_1	24,75	20,65	21,68	20,61
Cerromatoso 1 500/110kV 150MVA	46,98	56,87	47,26	55,84
Cerromatoso 110/34.5kV 30MVA	56,89	58,37	61,85	64,3
Cerromatoso 2 500/110kV 150MVA	45,94	57,09	46,22	56,05
Cerromatoso 3.2-Gecelca 3.2_110kV_1	0,3	47,14	0,3	47,37
Cerromatoso 3.2-Gecelca 3.2_110kV_2	0,3	47,14	0,3	47,37
Cerromatoso 4 500/110/34.5kV 150MVA	35,79	56,65	36,18	55,63
Cerromatoso 500/110/34.5kV 450MVA	0,39	61,1	0,39	61,39
Cerromatoso 500/220kV 360MVA	38,73	26,69	39,86	30,7
Cerromatoso-Gecelca_110kV_1	0,41	45	0,41	44,83
Cerromatoso-Gecelca_110kV_2	0,41	45	0,41	44,83
Cerromatoso-Montelibano_34.5kV (LN-549)	47,08	48,67	51,13	53,47
Cerromatoso-Planeta Rica_110kV_1	44,33	45,33	42,8	44,5
Cerromatoso-PorcelIII_500kV_1	21,89	19,03	9,47	21,16
Cerromatoso-Primavera_500kV_1	12,35	14,3	12,97	19,58
Cerromatoso-Ure_110kV_1	50,14	50,98	49,83	51,28
Cerromatoso-Ure_110kV_2	61,95	63	61,57	63,36
Cerromatoso-Urra_230kV_1	22,87	15,76	23,54	18,13
Cerromatoso-Urra_230kV_2	22,87	15,76	23,53	18,13
Chinú 1 500/110kV 150MVA	39,59	39,31	39,73	39,97
Chinú 2 500/110kV 150MVA	40,16	39,88	40,31	40,55
Chinú 3 500/110/34.5kV 150MVA	39,54	39,26	39,69	39,93
Chinú 500/220/34.5kV 450MVA	30,25	24,86	19,52	17,36
Chinú-Cerromatoso_500kV_1	11,6	4,19	6,16	13,94
Chinú-Cerromatoso_500kV_2	11,32	4,13	6,09	13,73
Chinú-Cerromatoso_500kV_3	11,33	4,13	6,09	13,76
Chinú-Chinú Planta_110kV_1	24,38	24,37	26,44	26,52
Chinú-Coveñas_110kV_1	14,76	14,14	13,21	13,15
Chinú-Montería_220kV_1	15,57	13,88	15,48	15,51
Chinú-San Marcos_110kV_1	14,35	14,34	13,52	13,61
Chinú-Since_110kV_1	39,82	39,8	39,69	39,88
Chinú-Toluviejo_220kV_1	-	-	12,58	2,47
Coveñas-Toluviejo_110kV_1	10,48	13,67	16,85	22,14
El Carmen-Toluviejo_110kV_1	17,19	17,14	15,98	16,14



2021 - Alternativa 2 Elemento	2021		2026	
	DH	DT	DH	DT
La Mojana-San Marcos_110kV_1	14,02	14,02	13,44	13,48
Magangué-Monpox_110kV_1	38,49	38,47	43,13	43,29
Magangué-Since_110kV_1	30,22	30,21	34,07	34,21
Montería 2 220/110/44kV 150MVA(1)	25,61	25,84	27,81	27,2
Montería 220/110/44kV 150MVA(1)	25,61	25,84	27,81	27,2
Montería-Nueva Montería_110kV_1	34	33,96	36,54	36,62
Montería-Nueva Montería_110kV_2	32,63	32,6	35,07	35,15
Montería-Uraba_220kV_1	12,86	5,2	10,58	3,54
Nueva Montería-Río Sinú_110kV_1	55,91	62,23	31,95	35,9
Nueva Montería-Río Sinú_110kV_2	-	-	31,95	35,9
Planeta Rica - T. Buenavista_34.5kV	49,02	49,98	48,31	49,97
Planeta Rica 50/40/15 MVA	54,75	55,86	53,82	55,71
Río Sinu-Tierra Alta_110kV_1	20,12	10,62	16,22	4,85
T. Buenavista-Buenavista_34.5kV	53,91	54,95	53,19	54,97
T. Buenavista-Centro Alegre_34.5kV	6,1	6,23	6,1	6,31
Tenera-Tolúviejo_110kV_1	30,72	16,09	22,71	10,91
Tierra Alta-Urra_110kV_1	33,44	23,89	29,76	18,58
Tolúviejo 1 220/110/13.8kV 150MVA	-	-	7,16	5,06
Tolúviejo 1 220/110/13.8kV 150MVA(1)	-	-	7,16	5,06
Trf. Buenavista 34.5/13.8kV 5MVA	33,92	34,56	35,74	36,92
Trf. Centro Alegre 34.5/13.8kV 2MVA	42,86	43,71	42,8	44,28
Uraba-Urra_220kV_1	28,18	19,44	27,34	17,85
Urra 230/110/13.8kV 90MVA	30,5	21,67	27,16	16,76

Por otro lado, en el análisis de las contingencias N-1 (Tabla 2), en el cual el sistema debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso de indisponibilidad de un elemento a la vez, se observa que tanto los perfiles de tensión de las subestaciones cercanas al proyecto, como las cargabilidades de los transformadores y líneas de transmisión, mantienen valores dentro de los límites permitidos por la regulación, y permiten operar la red de manera adecuada ante contingencias.

6.4.4 Comparación entre alternativas

Al comparar los resultados de flujo de carga del caso base con las alternativas de conexión, se evidenció que, en condiciones normales de operación, los perfiles de tensión no presentan cambios significativos, siendo el mayor cambio inferior al 3,4 %. En cuanto a las cargabilidades de los elementos de transmisión, se observa una redistribución de los flujos de potencia desde los centros de generación hasta los centros de carga; de igual manera, esta redistribución no impacta negativamente la cargabilidad de las líneas de transmisión ni los transformadores ya que, para todos los elementos de la zona de influencia, la cargabilidad está por debajo del 100 %, lo cual permite operar el sistema adecuadamente.

En la Tabla 11 y en la Tabla 12 se presenta la diferencia de cargabilidades de los elementos más cercanos a las subestaciones de conexión 34,5 kV con el fin de observar la redistribución del flujo de potencia en la zona de influencia del proyecto. Los valores negativos hacen referencia a la disminución de cargabilidad del elemento, mientras que el valor positivo hace referencia al aumento de la cargabilidad del mismo. Estos cambios en las cargabilidades se deben a que la potencia generada por el proyecto ocasiona un cambio en los flujos de carga

Tabla 11. Comparación de Cargabilidad [%] entre Alternativas – Demanda Media – Año 2021

2021 Subestación	Cargabilidad [%]						Diferencia Alt. 0 vs Alt. CNX			
	Alt. 0		Alt. 1		Alt. 2		Alt. 1		Alt. 2	
	DH	DT	DH	DT	DH	DT	DH	DT	DH	DT
Planeta Rica - T. Buenavista_34.5kV	49	49,96	78,71	80,4	49,02	49,98	29,71	30,44	0,02	0,02
Planeta Rica 50/40/15 MVA	54,74	55,84	84,52	86,31	54,75	55,86	29,76	30,47	0,01	0,02
Cerromatoso-Planeta Rica_110kV_1	44,32	45,3	57,53	58,9	44,33	45,33	13,21	13,6	0,01	0,03
Cerromatoso 1 500/110kV 150MVA	46,99	55,62	46,9	57,68	46,98	56,87	-0,09	2,06	-0,01	1,25
Cerromatoso 110/34.5kV 30MVA	76,6	78,09	76,8	78,26	56,89	58,37	0,2	0,17	-19,71	-19,72

Tabla 12. Comparación de Cargabilidad [%] entre Alternativas – Demanda Media – Año 2026

2026 Subestación	Cargabilidad [%]						Diferencia Alt. 0 vs Alt. CNX			
	Alt. 0		Alt. 1		Alt. 2		Alt. 1		Alt. 2	
	DH	DT	DH	DT	DH	DT	DH	DT	DH	DT
Planeta Rica - T. Buenavista_34.5kV	48,3	49,95	83,82	86,97	48,31	49,97	35,52	37,02	0,01	0,02
Planeta Rica 50/40/15 MVA	53,8	55,69	77,67	80,64	53,82	55,71	23,87	24,95	0,02	0,02
Cerromatoso-Planeta Rica_110kV_1	42,79	44,48	55,78	58,19	42,8	44,5	12,99	13,71	0,01	0,02
Cerromatoso 1 500/110kV 150MVA	47,27	54,6	47,19	56,69	47,26	55,84	-0,08	2,09	-0,01	1,24
Cerromatoso 110/34.5kV 30MVA	81,62	84,39	81,82	84,58	61,85	64,3	0,2	0,19	-19,77	-20,09

6.5 Análisis pérdidas

El análisis de pérdidas se estableció a partir de los resultados de las simulaciones realizadas en estado estable para el sistema de potencia colombiano considerando los diferentes escenarios para la alternativa de conexión propuestas para los diversos periodos de demanda. Las pérdidas serán evaluadas para el sistema de transmisión nacional (pérdidas STN), para la red que opera Electricaribe (pérdidas STR y SDL) según la opción de cada alternativa. Las pérdidas se determinaron con relación al despacho de las plantas, definiendo 75 % del tiempo despacho hidráulico y 25 % del tiempo despacho térmico.

Es importante resaltar que, para el cálculo de las pérdidas eléctricas, tanto del STN, STR, SDL y de la conexión, se realizaron simulaciones de flujo de carga en todos los escenarios donde se considera el proyecto, considerando que el factor de planta para el cálculo de las pérdidas de la generación fotovoltaica Proyecto Solar es de 50 %. De esta forma, se calculan los posibles beneficios o costos por reducción o aumento de las pérdidas de manera que estas estén más cercanas a la operación real que tendría este tipo de planta en el SIN.

6.5.1 Pérdidas en el STN

Las pérdidas en el STN se analizan para todos aquellos elementos de la red colombiana que tienen un nivel de tensión mayor o igual a 220 kV y así determinar si con el proyecto de generación estas se ven afectadas. En la Tabla 13 se registran los valores calculados anualmente para las pérdidas de energía comparando los resultados obtenidos para las alternativas con el caso sin proyecto.

Tabla 13. Pérdidas de energía en el STN

Pérdidas STN				
Alt.	2021		2026	
	Pérdidas Energía [MWh/año]	Variación [%]	Pérdidas Energía [MWh/año]	Variación [%]
Alt 0	437.856,74	-	709.057,21	-
Alt 1	437.607,63	-0,057	709.330,05	0,038
Alt 2	437.607,63	-0,057	709.330,05	0,038

Al comparar las dos alternativas de conexión con el caso base se observa que se presenta una leve reducción de 0,057 % en las pérdidas del STN en el primer año de estudio para las dos alternativas analizadas, lo cual, económicamente, representa un beneficio para el sistema, mientras que en el segundo año se presenta un aumento de un 0,038 %.

6.5.2 Pérdidas en el STR

Los resultados de las pérdidas de energía al año en el sistema de transmisión regional, para la red que opera Electricaribe, están descritos en la Tabla 14.

Tabla 14. Pérdidas de energía en el STR

Pérdidas STR				
Alt.	2021		2026	
	Pérdidas Energía [MWh/año]	Variación [%]	Pérdidas Energía [MWh/año]	Variación [%]
Alt 0	26.073,78	-	23.072,56	-
Alt 1	27.354,93	4,68	24.246,95	4,84
Alt 2	26.073,78	0,00	23.072,56	0,00

Al comparar cualquiera de las alternativas de conexión con el caso base se observa que, para la alternativa 1, se presenta un leve incremento de las pérdidas de energía en 4,68 % mientras que con la alternativa 2 es de 0 % en el año de entrada en operación del proyecto. De igual forma para el año 2026 la alternativa 1 presentan un leve aumento de las pérdidas, con respecto al caso base, con valores de 4,84 % para la alternativa 1 y de 0 % para la alternativa 2.

6.5.3 Pérdidas en el SDL

Los resultados de las pérdidas de energía al año en el sistema de transmisión regional, para la red que opera Electricaribe, están descritos en la Tabla 15.

Tabla 15. Pérdidas de energía en el SDL

Pérdidas SDL				
Alt.	2021		2026	
	Pérdidas Energía [MWh/año]	Variación [%]	Pérdidas Energía [MWh/año]	Variación [%]
Alt 0	3.642	-	3.808	-
Alt 1	4.840	24,75	5.018	24,11
Alt 2	2.930	-24,29	3.037	-25,39

Al comparar cualquiera de las alternativas de conexión con el caso base se observa que, para la alternativa 1, se presenta un leve incremento de las pérdidas de energía en 24,75 % mientras que con la alternativa 2 se observa una disminución de las pérdidas en 24,29 % en el año de entrada en operación del proyecto. De igual forma para el año 2026 la alternativa 1 presentan un aumento de las pérdidas en 24,11 %, con respecto al caso base, y una disminución de pérdidas en 25,39 % para la alternativa 2.

6.5.4 Pérdidas de Conexión

El análisis de las pérdidas por conexión se realizó considerando la potencia disipada en las líneas que conectan el proyecto de generación con el sistema. Estos valores se aprecian a continuación en la Tabla 16.

Tabla 16. Pérdidas de energía en la conexión

Pérdidas Conexión		
Alt.	2021	2026
	Pérdidas Energía [MWh/año]	Pérdidas Energía [MWh/año]
Alt 1	95	95
Alt 2	1.815	1.827

En cuanto a las pérdidas de conexión, las cuales muestran la cantidad de energía anual disipada cuyos costos son transferidos al inversionista, evidencia que la alternativa 2, es la que presenta mayores valores de energía disipada debido a la longitud de la línea (38 km) haciendo que las pérdidas técnicas sean sustancialmente mayores a las que se presentan al conectar el proyecto a la subestación incluida en la alternativa 1.

Teniendo en cuenta la viabilidad del proyecto para el promotor, se considera que la alternativa 1 es la mejor opción, ya que el costo de inversión y las pérdidas por conexión son sustancialmente mayores en la alternativa 2.

6.6 Análisis de Cortocircuito

Para el análisis de cortocircuito, se debe tener en cuenta la simbología descrita en la Tabla 17 para poder interpretar los resultados obtenidos. De estos valores, se toma la corriente inicial simétrica de cortocircuito (I_{kss}), tanto monofásico como trifásico, y así medir los niveles de este fenómeno sobre el sistema en los años de estudio, y comparar estos resultados con los valores de diseño de cada una de las subestaciones.

Tabla 17. Simbología empleada para el análisis de cortocircuito

Símbolo	Descripción	Concepto
I_{kss}	Corriente inicial simétrica de corto circuito	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 corto circuito.	Es el máximo valor posible de la corriente simétrica de cortocircuito.

Estos análisis se realizan en un escenario de operación en el cual se consideran todas las fuentes de cortocircuito en servicio, es decir, todas las plantas de generación del país en servicio, para así determinar los valores máximos de corrientes monofásicas y trifásicas.

Por tratarse de una planta fotovoltaica, el aporte de corriente de cortocircuito es aproximadamente la corriente nominal, ya que este tipo de tecnología carece de rotores o elementos rotatorios que puedan llegar a aumentar estos niveles de cortocircuito en los puntos de conexión. Sin embargo, los inversores utilizados en este tipo de proyectos de generación pueden entregar un valor de corriente de cortocircuito; para este proyecto se asume que el aporte es de un máximo del 120 % de la corriente nominal.

Los resultados del análisis se presentan en la Tabla 18 y Tabla 19, en la cuales se muestran los niveles de corriente de cortocircuito monofásico y trifásico para los dos años de estudio y para cada una de las alternativas analizadas. Debido a que no se conocen las capacidades de interrupción de todos los equipos instalados en las subestaciones, se recomienda al propietario realizar las verificaciones pertinentes para asegurar que el incremento de los niveles de corriente de cortocircuito no supere la capacidad de interrupción de los equipos y comprometa la operación de la red.

Tabla 18. Niveles de cortocircuito monofásico [kA] años 2021 y 2026

Subestación	Falla 1F - I_{kss} [kA]					
	2021			2026		
	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2
Bolívar 220kV	25,52	25,52	25,52	27,34	27,34	27,34
Caucasia 110kV	3,89	3,89	3,89	3,94	3,94	3,94
Cereté 110kV	3,93	3,93	3,93	3,98	3,98	3,98
Cerromatoso 110kV	23,57	23,59	23,60	25,51	25,52	25,54
Cerromatoso 220kV	11,27	11,27	11,27	12,18	12,18	12,18
Cerromatoso 3.2 110kV	19,61	19,61	19,61	20,87	20,87	20,87
Cerromatoso 500kV	13,30	13,30	13,30	20,20	20,20	20,21
Chinú 220kV	10,91	10,91	10,91	13,32	13,32	13,32
Chinú 110kV	23,04	23,04	23,04	25,88	25,88	25,88
Chinú 500kV	13,66	13,66	13,66	16,51	16,51	16,51
Gecelca 3 110kV	15,15	15,16	15,16	15,74	15,74	15,75



Subestación	Falla 1F - Ikss [kA]					
	2021			2026		
	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2
Gecelca 3.2 110kV	18,26	18,26	18,26	18,80	18,80	18,80
Montería 220kV	5,94	5,94	5,94	6,21	6,21	6,21
Montería 110kV	8,42	8,42	8,42	8,69	8,69	8,69
Nueva Montería 110kV	9,38	9,38	9,38	9,71	9,71	9,71
Planetarrica 110kV	2,24	2,25	2,24	2,26	2,27	2,26
Río Sinú 110kV	4,03	4,03	4,03	5,62	5,62	5,62
Tierra Alta 110kV	2,68	2,68	2,68	2,77	2,77	2,77
Uraba 220kV	4,70	4,71	4,71	4,79	4,79	4,79
Ure 110kV	14,71	14,71	14,72	15,44	15,45	15,46
Urra 220kV	8,79	8,79	8,79	9,03	9,03	9,04
Urrá 110kV	5,14	5,14	5,14	5,24	5,24	5,24
Boston 110kV	7,92	7,92	7,92	9,02	9,02	9,02
Boston Aux 110kV	7,92	7,92	7,92	9,02	9,02	9,02
Buenavista 13.8kV	1,80	1,97	1,80	1,80	1,97	1,80
Buenavista 34.5kV	1,27	1,64	1,27	1,27	1,64	1,27
Centro Alegre 13.8kV	0,98	1,05	0,98	0,98	1,05	0,98
Centro Alegre 34.5kV	0,56	1,03	0,56	0,56	1,04	0,56
Cerromatoso 1 34.5kV	4,39	4,39	4,50	4,41	4,41	4,52
Cerromatoso 34.5kV	3,59	3,59	3,59	3,60	3,60	3,60
Chinú Aux 110kV	23,04	23,04	23,04	25,88	25,88	25,88
Chinú CC 110kV	19,05	19,05	19,05	20,94	20,94	20,94
Coveñas 110kV	3,81	3,81	3,81	4,55	4,55	4,55
El Carmen 110kV	2,15	2,15	2,15	2,45	2,45	2,45
La Mojana 110kV	1,30	1,30	1,30	1,31	1,31	1,31
Magangué 110kV	1,70	1,70	1,70	1,71	1,71	1,71
Mompox 110kV	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Montelibano 34.5kV	1,68	1,68	1,89	1,68	1,68	1,89
Planeta Rica 34.5kV	5,03	5,10	5,03	5,05	5,12	5,05
San Marcos 110kV	1,60	1,60	1,60	1,61	1,61	1,61
Sierra Flor 110kV	7,14	7,14	7,14	8,97	8,97	8,97
Since 110kV	2,02	2,02	2,02	2,04	2,04	2,04
Tolu Viejo 110kV	5,32	5,32	5,32	13,31	13,31	13,31
Toluviejo 220kV				7,38	7,38	7,38

Tabla 19. Niveles de cortocircuito trifásico [kA] años 2021 y 2026

Subestación	Falla 3F - Ikss [kA]					
	2021			2021		
	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2
Bolivar 220kV	21,98	21,99	21,99	23,97	23,97	23,97
Caucasia 110kV	5,64	5,65	5,65	5,80	5,80	5,80
Cereté 110kV	5,25	5,25	5,25	5,37	5,37	5,37
Cerromatoso 110kV	18,24	18,27	18,29	19,96	19,99	20,01
Cerromatoso 220kV	9,79	9,79	9,79	10,61	10,61	10,61
Cerromatoso 3.2 110kV	19,34	19,34	19,34	20,64	20,64	20,64
Cerromatoso 500kV	14,12	14,12	14,13	22,45	22,45	22,46
Chinú 220kV	9,85	9,85	9,85	12,37	12,37	12,37
Chinú 110kV	18,80	18,80	18,80	21,34	21,34	21,34
Chinú 500kV	13,65	13,65	13,65	17,57	17,57	17,57
Gecelca 3 110kV	11,99	12,00	12,01	12,66	12,67	12,67
Gecelca 3.2 110kV	16,63	16,63	16,63	17,26	17,26	17,26



Subestación	Falla 3F - Ikss [kA]					
	2021			2021		
	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2
Montería 220kV	5,07	5,07	5,07	5,35	5,35	5,35
Montería 110kV	6,97	6,97	6,97	7,21	7,21	7,21
Nueva Montería 110kV	7,32	7,32	7,32	7,58	7,58	7,58
Planetarrica 110kV	2,54	2,58	2,54	2,56	2,60	2,56
Río Sinú 110kV	4,88	4,88	4,88	5,96	5,96	5,96
Tierra Alta 110kV	3,43	3,43	3,43	3,56	3,56	3,56
Uraba 220kV	4,26	4,26	4,26	4,36	4,36	4,36
Ure 110kV	14,59	14,60	14,62	15,67	15,68	15,70
Urra 220kV	7,96	7,96	7,96	8,23	8,23	8,23
Urrá 110kV	4,49	4,49	4,49	4,60	4,60	4,60
Boston 110kV	8,98	8,98	8,98	10,82	10,82	10,82
Boston Aux 110kV	8,98	8,98	8,98	10,82	10,82	10,82
Buenavista 13.8kV	1,56	1,77	1,56	1,56	1,78	1,56
Buenavista 34.5kV	1,19	1,62	1,19	1,19	1,63	1,19
Centro Alegre 13.8kV	0,85	0,95	0,85	0,85	0,95	0,85
Centro Alegre 34.5kV	0,70	0,97	0,70	0,70	0,97	0,70
Cerromatoso 1 34.5kV	4,30	4,31	4,45	4,33	4,33	4,48
Cerromatoso 13.8kV	45,86	45,86	45,86	46,78	46,78	46,78
Cerromatoso 3 34.5kV	22,17	22,18	22,19	22,92	22,93	22,94
Cerromatoso 3.2 34.5kV	7,80	7,80	7,80	7,86	7,86	7,86
Cerromatoso 34.5kV	32,38	32,41	32,43	34,01	34,04	34,05
Chinú 34.5kV	20,01	20,01	20,01	21,60	21,60	21,60
Chinú 3 34.5kV	22,90	22,91	22,91	23,98	23,98	23,98
Chinú Aux 110kV	18,80	18,80	18,80	21,34	21,34	21,34
Chinú CC 110kV	17,06	17,06	17,07	19,12	19,12	19,12
Chinú T1 34.5kV	22,77	22,77	22,77	23,84	23,84	23,84
Chinú T2 34.5kV	22,70	22,70	22,70	23,76	23,76	23,76
Coveñas 110kV	4,91	4,91	4,91	6,16	6,16	6,16
El Carmen 110kV	2,02	2,02	2,02	2,33	2,33	2,33
La Mojana 110kV	1,26	1,26	1,26	1,27	1,27	1,27
Magangué 110kV	1,87	1,87	1,87	1,89	1,89	1,89
Mompox 110kV	1,08	1,08	1,08	1,09	1,09	1,09
Montelibano 34.5kV	2,25	2,25	2,40	2,26	2,26	2,41
Planeta Rica 13.8kV	7,83	8,03	7,83	7,85	8,05	7,85
Planeta Rica 34.5kV	4,18	4,32	4,18	4,20	4,34	4,20
San Marcos 110kV	2,02	2,02	2,02	2,05	2,05	2,05
Sierra Flor 110kV	7,31	7,31	7,31	9,64	9,64	9,64
Since 110kV	3,51	3,51	3,51	3,57	3,57	3,57
Tolu Viejo 110kV	5,99	5,99	5,99	12,09	12,09	12,09
Toluviejo 1 13.8kV				26,20	26,20	26,20
Toluviejo 2 13.8kV				26,20	26,20	26,20
Toluviejo 220kV				7,81	7,81	7,81

De los resultados anteriores se observa que la conexión del parque de generación fotovoltaico no aporta niveles de cortocircuito considerables al sistema en ninguna de las alternativas evaluadas.

En cuanto a la subestación del proyecto fotovoltaico, se obtuvieron los siguientes resultados de cortocircuito, los cuales deben ser tenidos en cuenta para los equipos que se instalarán en la subestación.

Tabla 20. Resultados de cortocircuito para la subestación del parque fotovoltaico

Subestación Proyecto Solar 34,5 kV - Falla 1F - Ikss [kA]			
2021		2026	
Alt. 1	Alt. 2	Alt. 1	Alt. 2
1,03	0,87	1,03	0,87

Subestación Proyecto Solar 34,5 kV- Falla 3F - Ikss [kA]			
2021		2026	
Alt. 1	Alt. 2	Alt. 1	Alt. 2
0,93	0,75	0,93	0,75

Como se puede observar en la Tabla 20, la alternativa 1 es la que presenta un mayor nivel de cortocircuito tanto monofásico como trifásico. Por otro lado, estos niveles de cortocircuito son medidos en los nodos de alta tensión de la subestación del proyecto, y el diseño de ésta debe tener un valor superior al presentado. Se recomienda al promotor del proyecto definir dicha capacidad, y al operador de red verificarla en sitio.

6.7 Análisis de estabilidad

En esta sección se presenta el comportamiento de los perfiles de tensión de las barras de la zona de influencia del proyecto, la transferencia de potencia por los principales circuitos, el comportamiento del ángulo del rotor de las máquinas más relevantes de la zona, y la frecuencia del sistema ante las contingencias que se consideran más críticas desde el análisis de estado estable (flujo de carga) a través del análisis de estabilidad dinámica.

Por otro lado, mediante el análisis de estabilidad transitoria, se muestra el comportamiento de los inversores del proyecto ante contingencias, donde éste debe aportar corriente reactiva para una restauración de los niveles de tensión de las subestaciones cercanas a la conexión del proyecto.

6.7.1 Estabilidad dinámica

El análisis de estabilidad dinámica se realizó para el primer año de estudio (año 2021), considerando el escenario de demanda media con ambos despachos, considerando una falla trifásica con apertura definitiva sobre las líneas Tabla 21, mientras que para los transformadores, se realiza un evento de desconexión (suicheo).

Tabla 21. Contingencias análisis estabilidad dinámica

No.	Elemento*	Tipo	Alt. 0	Alt. 1	Alt. 2
1	Cerromatoso-Gecelca_110kV_1	Línea	X	X	X
2	Cerromatoso-Porcell_500kV_1	Línea	X	X	X
3	Cerromatoso-Primavera_500kV_1	Línea	X	X	X
4	Chinú-Cerromatoso_500kV_3	Línea	X	X	X
5	Cerromatoso 2 500/110kV 150MVA	Transformador	X	X	X
6	Cerromatoso 500/220kV 360MVA	Transformador	X	X	X
7	Proyecto Solar 9,9MW_34.5kV	Línea	-	X	-
8	Proyecto Solar 9,9MW_34.5kV	Línea			X

De acuerdo con los resultados obtenidos para las dos alternativas de conexión, se observa que, la estabilidad del sistema no se afecta cuando se realizan las contingencias de los elementos mencionados ya que, para las variables monitoreadas, se presenta un comportamiento amortiguado y dentro de los rangos esperados. La tensión y la frecuencia de los diferentes elementos monitoreados permanecen dentro de los límites permitidos por la regulación para cualquiera de las alternativas, visualizándose pequeñas variaciones en la forma de onda que tienden a amortiguarse rápidamente a través del tiempo.

Ante la contingencia de los enlaces que conectan el parque de generación al sistema para cada alternativa, se evidencia que el sistema tiene la capacidad de soportar la desconexión de 9,9 MW sin presentar problemas que impliquen la activación de esquemas de deslastre de carga para mantener la frecuencia del sistema en valores seguros para la operación.

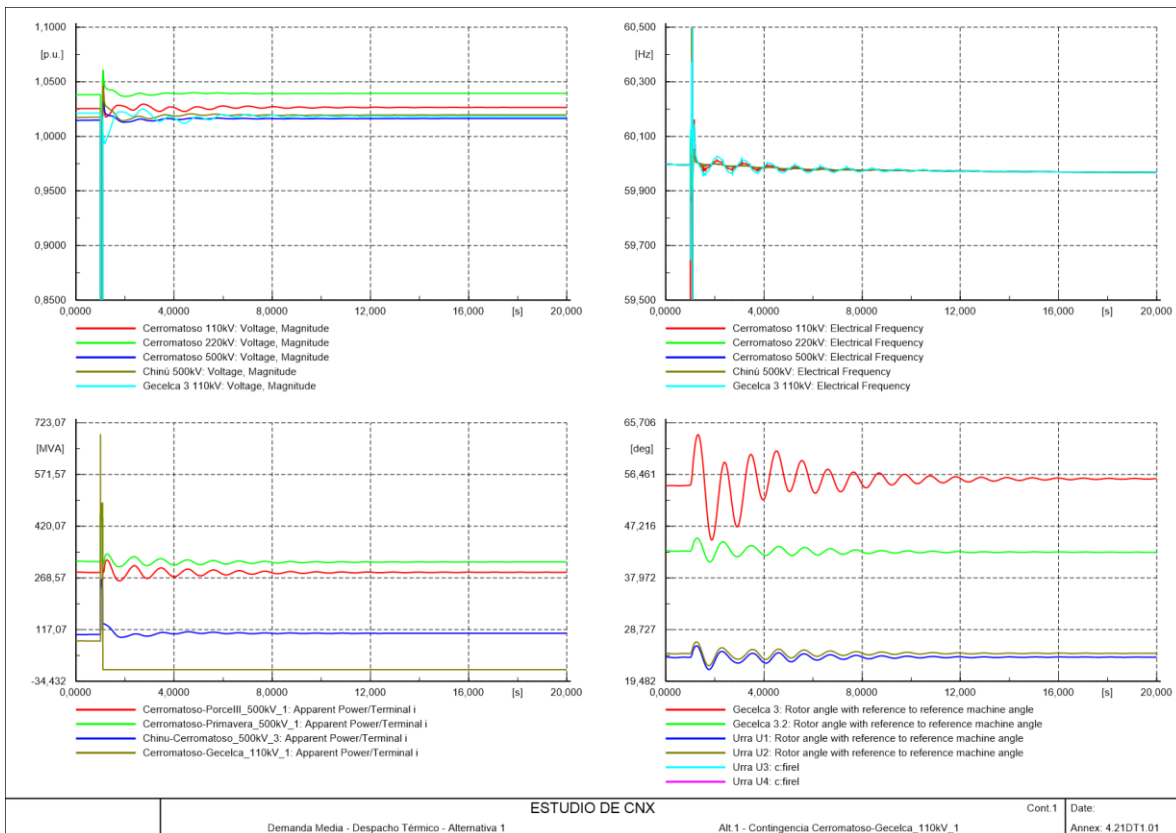


Figura 2. Estabilidad dinámica del sistema con la planta solar en operación.

6.7.2 Estabilidad transitoria

En esta sección se presenta el comportamiento de la red y de los aportes de la planta de generación fotovoltaica en caso de presentarse una falla en el sistema. Para llevar a cabo este análisis, se realiza una falla trifásica en las subestaciones de interés, y se selecciona el elemento que aporta un mayor nivel de potencia de cortocircuito a la subestación. Estos eventos se evalúan con mayores tiempos de falla, dependiendo de su nivel de tensión.

Como variables, se monitorearon la tensión en la subestación de conexión de la central y en terminales de los inversores y las corrientes activas y reactivas inyectadas por estos mismos. El análisis de estabilidad se realizó para el primer año de estudio, 2021, considerando los escenarios de operación de demanda media con despacho hidráulico y térmico.

La caída de tensión es ocasionada con el fin de probar la función de Low Voltage Ride Through (LVRT) de los inversores del parque de generación fotovoltaico, verificando que el tiempo de restablecimiento de los niveles de tensión no excedan los límites establecidos, lo cual comprometería la confiabilidad de la planta. Adicionalmente, se simulan los eventos sin y con la operación de los inversores, con el fin de comparar los niveles de tensión de la subestación de conexión, para evaluar los efectos de la inyección de corriente reactiva de los inversores.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, los elementos que más aportan potencia de cortocircuito en cada una de las subestaciones analizadas, para cada alternativa, se presentan en la Tabla 22.

Tabla 22. Eventos Estabilidad Transitoria

No.	Elemento	Tiempo de Despeje de Falla [ms]	Alt. 1	Alt. 2
1	Línea Cerromatoso – Porce III 500kV	100		X
2	Línea Cerromatoso-Gecelca_110kV	100	X	

De la totalidad de simulaciones ejecutadas para estos eventos se observa que el desempeño de los inversores es adecuado, pues inyectan potencia reactiva durante las caídas de tensión generadas por el evento de cortocircuito simulado y tiene tiempos de respuesta menores a 50 ms. En todos los casos se observó que la estabilidad del sistema no se ve afectada cuando se realiza una falla en las cercanías de la subestación de conexión, ya que se presenta una recuperación rápida y amortiguada del nivel de tensión, después del despeje de falla. Se puede observar, además, que la tensión en terminales de los inversores permanece dentro de los límites de las funciones de HVRT y LVRT.

Por otro lado, se observa que al considerar en operación el inversor del Proyecto Solar 9,9 MW durante la falla, la tensión en la subestación de conexión analizada, según cada alternativa, presenta un valor superior a comparación del caso en el cual no se considera en operación el inversor. Este comportamiento demuestra la participación activa del inversor en la recuperación del sistema durante fallas que puedan afectar la operación del sistema de potencia.

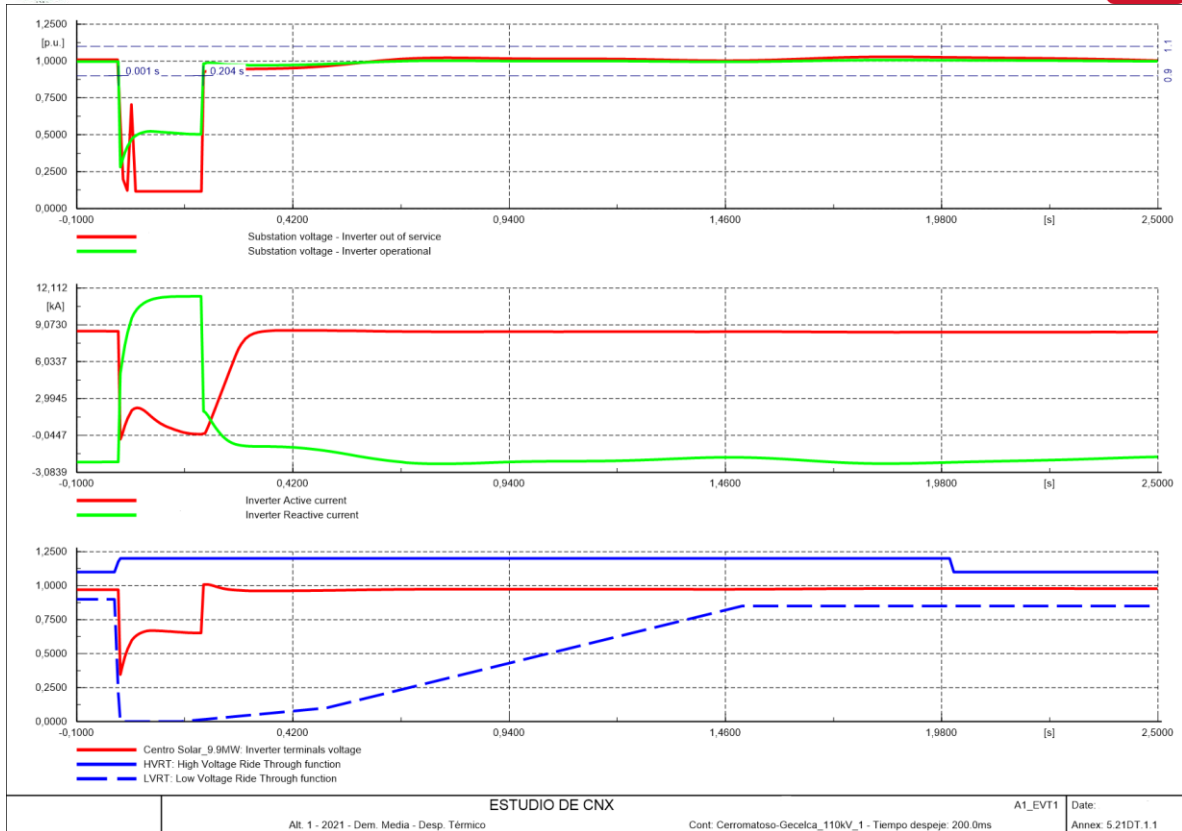


Figura 3. Estabilidad transitoria del proyecto solar

7 ANÁLISIS ECONÓMICO

Considerando 25 años como periodo de retorno de las inversiones, se procede a valorar económicamente la conexión de las alternativas 1 y 2, indicando los costos y beneficios que cada una aporta al sistema.

7.1 Costos de inversión

Los costos de inversión se realizaron separando los activos de conexión, que debe asumir el promotor del proyecto, y activos de uso, que se remuneraran mediante cargos por uso a los operadores de red. La Tabla 23 presenta el resumen de los costos de inversión de implementar las alternativas, así como los costos por AOM y ANE.

Tabla 23. Resumen de Costos de Inversión

Alternativa	Conexión - MCOP Oct19			USO - MCOP Oct19		
	Valor Instalado	ANE	AOM	Valor Instalado	ANE	AOM
Alt 1	\$2.072,00	\$42,00	\$42,00	\$156,00	\$4,00	\$4,00
Alt 2	\$6.650,00	\$133,00	\$133,00	\$128,00	\$3,00	\$3,00

7.2 Valoración económica de las pérdidas

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

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 2026 se consideran constantes los costos o beneficios por aumento o reducción de pérdidas siendo iguales a las determinadas en el modelo para el primer año (2021). Luego el valor determinado para el año 2026 se considera desde el año 2027 constante hasta el año 2046, tiempo en el cual se cumple el período de evaluación de los 25 años para el retorno de la inversión.

La valoración de las pérdidas en el STN, SDL y el STR se realiza con relación al diferencial de energía con respecto al caso sin proyecto; de esta forma se observa cuánto disminuyen o aumentan con el ingreso de la obra, mientras que el costo de las pérdidas de la conexión, se reporta considerando que es el promotor quien las asume. Estos valores son registrados en la Tabla 24, Tabla 25, Tabla 26 y Tabla 27 para cada caso analizado.

Tabla 24. Valoración económica de las pérdidas en el STN – MCOP

Pérdidas STN				
Alt.	2021		2026	
	Diferencia (MWh/Año)	Costo Anual MCOP (Nov19)	Diferencia (MWh/Año)	Costo Anual MCOP (Nov19)
Alt 1	-249,11	47,51	272,84	-52,03
Alt 2	-249,11	47,51	272,84	-52,03

* Los valores positivos en la columna Diferencia se asumen como incremento de las pérdidas

** Los valores negativos en la columna costos, representan costos para el sistema.

Tabla 25. Valoración económica de las pérdidas en el STR – MCOP

Pérdidas STR				
Alt.	2021		2026	
	Diferencia (MWh/Año)	Costo Anual MCOP (Nov19)	Diferencia (MWh/Año)	Costo Anual MCOP (Nov19)
Alt 1	1.255,76	-281,75	1.191,95	-267,43
Alt 2	-0,22	0,05	-1,65	0,37

* Los valores positivos en la columna Diferencia se asumen como incremento de las pérdidas

** Los valores negativos en la columna costos, representan costos para el sistema.

Tabla 26. Valoración económica de las pérdidas en el SDL – MCOP

Pérdidas SDL				
Alt.	2021		2026	
	Diferencia (MWh/Año)	Costo Anual MCOP (Jun19)	Diferencia (MWh/Año)	Costo Anual MCOP (Jun19)
Alt 1	1.255,76	-350,90	1.191,95	-333,06
Alt 2	-0,22	0,06	-1,65	0,46

* Los valores positivos en la columna Diferencia se asumen como incremento de las pérdidas

** Los valores negativos en la columna costos, representan costos para el sistema.

Tabla 27. Valoración económica de las pérdidas de la Conexión– MCOP

Pérdidas CNX				
Alt.	2021		2026	
	Pérdidas (MWh/Año)	Costo Anual MCOP (Jun19)	Pérdidas (MWh/Año)	Costo Anual MCOP (Jun19)
Alt 1	94,90	-18,10	94,90	-18,10
Alt 2	1.814,96	-346,12	1.826,83	-348,39

*Los valores negativos se asumen como costos para el promotor.

7.3 Análisis energético, reducción de costos por operación

A partir del análisis de despacho de energía diario, para cada uno de sus períodos, se evalúa la posibilidad de que la potencia que podría despachar el proyecto del nuevo parque fotovoltaico en el sistema nacional, pueda desplazar alguna planta de generación que estaría definiendo el costo marginal para determinado período. En la Figura 4 se observa un caso típico del despacho debido al ingreso de un proyecto, con el fin de obtener el costo marginal menor para el país, lográndose así un ahorro al tener un menor precio al cual debe pagarse la energía a las empresas generadoras para cada período del día.

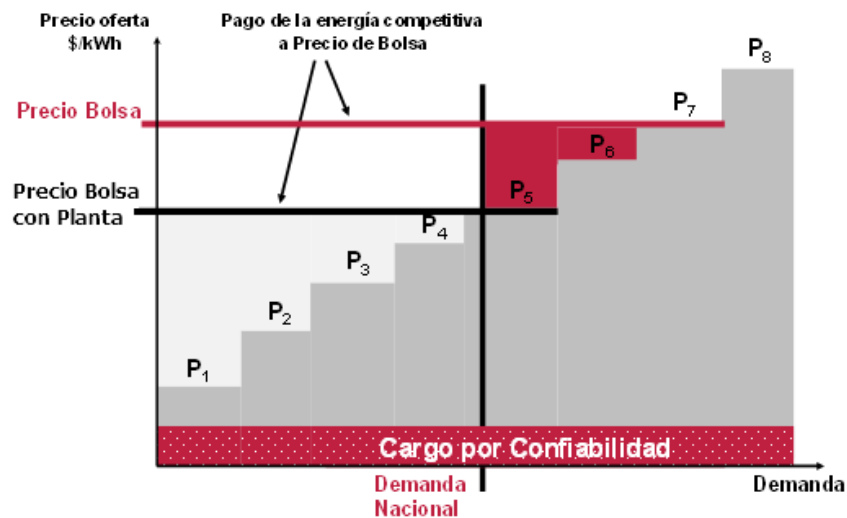


Figura 4. Formación del precio en la bolsa (Fuente: XM)

Como aspectos metodológicos se desarrolló el análisis del posible desplazamiento de las plantas que determinaron el precio marginal del despacho para los años 2019 a 2029 (8.760 horas por año) y se calculó el ahorro para el país en el caso de desplazamiento de dichas plantas como la diferencia promedio de los costos marginales, multiplicada por la energía transada en bolsa en esa hora del día. Los beneficios calculados se consideran constantes durante todo el horizonte.

Para efectuar este análisis se emplea la información de las compras en bolsa nacional, los precios de bolsa, la potencia despachada y los precios de oferta de cada una de las plantas del sistema para las horas de todos los días del año. Los valores anuales calculados son descritos en la Tabla 28 considerando para el modelo una TRM (\$COP/USD) de \$3.433,31 y un factor de planta del 20%.

Tabla 28. Beneficios de la generación fotovoltaica Proyecto Solar 9,9 MW

Beneficios [MCOP]	
Mensual	457,43
Anual	5.489,12
VPN	45.039,56

7.4 Flujo de caja e indicadores económicos

En esta sección se verifica el flujo de caja teniendo en cuenta todos los costos asociados a la conexión del proyecto de generación Proyecto Solar.

7.4.1 Flujo de caja y relación B/C país

Se realiza el flujo de caja teniendo en cuenta los costos de inversión y los costos por administración, operación y mantenimiento (AOM). Se consideran adicionalmente los costos por incremento de las pérdidas y los beneficios derivados de la operación del sistema por la entrada en operación de un nuevo recurso energético. 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 beneficio/costo (B/C) para el país. Esta información se consigna en la Tabla 29.

Tabla 29. Resumen de flujos de caja País

Alt	VPN (MCOP Oct 19)						Relación B/C
	Inversión Uso	AOM Uso	Pérdidas STN	Pérdidas STR	Pérdidas SDL	Operación	
1	-160,00	-31,81	-53,22	-2.178,85	-2.713,56	43.770,40	8,50
2	-131,00	-23,86	-53,22	1,79	2,23	43.770,40	210,40

*Los valores negativos representan costos y los positivos beneficios

Como se puede observar en la Tabla 29, para ambas alternativas se obtiene una relación B/C país superior a 1,0; lo que significa que los costos en que incurriría el país, se pagan con los beneficios que genera la conexión del proyecto.

7.4.2 Flujo de caja para el inversionista

Se procede a realizar una evaluación del proyecto desde el punto de vista del promotor, para lo cual se verifica el flujo de caja teniendo en cuenta todos los costos generados por activos de conexión (inversión, AOM) más las pérdidas en la misma. Posteriormente, se trae a valor presente neto la suma de todos estos costos y se comparan. En la Tabla 30 se consigna la información relacionada.

Tabla 30. Resumen de flujos caja inversionista

Alt.	VPN (MCOP Oct19)			Total
	Inversión	AOM	Pérdidas	
1	-2.114,00	-344,62	-148,50	-2.607,12
2	-6.783,00	-1.091,30	-2.850,31	-10.724,60

*Los valores negativos representan costos para el promotor

Los costos de inversión se estiman por medio de las unidades constructivas que luego de proyectarlas a 25 años, resulta el valor total descrito en la Tabla 30, evidenciando que la conexión



del proyecto mediante la alternativa 1 presenta la menor inversión para el promotor; esto debido a la longitud de la línea al punto de conexión, que impacta directamente en el costo de los activos. Por este motivo es que se toma la alternativa 1, como la opción más viable para el promotor, teniendo en cuenta que la relación B/C país es superior a 1 (8,50).



8 CONCLUSIONES

Flujo de Carga

Las simulaciones de flujo de carga mostraron que se cumple con los límites permitidos por la regulación, en condiciones normales de operación. Esto sucede para ambos años de estudio y tanto para la red sin proyecto como para la red con las alternativas de conexión evaluadas, demostrándose la robustez de la red y su capacidad para exportar potencia generada adicional en el área.

En el análisis de contingencias N-1, se observa que para el caso base se presenta una sobrecarga en uno de los transformadores Cerromatoso 500/110kV 150MVA, en el escenario de demanda máxima con despacho hidráulico, esta condición se presenta ante la contingencia de alguno de los transformadores mencionados anteriormente. También se observa que para el caso base se presenta baja tensión en la subestación Mompox 110 kV, en el escenario de demanda máxima con despacho hidráulico y en el escenario de demanda máxima con despacho térmico, esta condición se presenta ante la contingencia del transformador Cerromatoso 500/220kV y Chinú 500/220/34_5kV 450M, El OR es conector de las bajas tensiones en la subestación Mompox 110 kV.

Por otro lado, la conexión mediante la alternativa 1 y 2 no se presenta ningún tipo de limitación ante los eventos evaluados, cumpliendo con los límites permitidos por la regulación.

Adicionalmente, ante la ocurrencia de la contingencia de la línea Cerromatoso - Planeta Rica 110 kV, se presentará potencia atrapada mediante la conexión de la alternativa 1 y ante la ocurrencia de la contingencia de la línea Cerromatoso-Montelibano_34.5kV se evidencia potencia atrapada mediante la conexión de la alternativa 2. Ante este caso el OR no se hará responsable y el promotor deberá asumir la posibilidad de desconexión ante dicho evento.

Análisis de pérdidas

En cuanto al análisis de pérdidas, se observa que, con la conexión del parque mediante cualquiera de las alternativas, las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional (STN) se ven levemente disminuidas en el primer año de estudio (2021), lo que representa un beneficio económico para el país, mientras que para el segundo año (2026) las pérdidas se ven levemente aumentadas. Con respecto a las pérdidas del STR, para las alternativas de conexión analizadas muestran una contribución (aumento) en la alternativa 1 y una leve disminución en la alternativa 2, esto en cuanto a las pérdidas del sistema cuando el proyecto de generación entra en operación. Por último, en cuanto a las pérdidas de conexión, las cuales son asumidas por el promotor del proyecto, la alternativa 1 presenta menores valores debido a que ésta considera para la conexión, un circuito con una distancia mayor al punto de conexión.



Análisis de cortocircuito

A partir de los análisis de cortocircuito se evaluó la variación en los niveles de corriente de falla en las principales barras del sistema, corroborando que con las alternativas planteadas no se presentan incrementos significativos con respecto al caso base. Sin embargo, se observa que para la subestación Cerromatoso 110 kV, para el segundo año de análisis y desde el caso base (red sin proyecto), el nivel de cortocircuito obtenido en la simulación es superior a la capacidad que esta subestación tiene para soportar este evento (25 kA), por lo que se recomienda al OR revisar esta situación

Para la subestación del proyecto se hallaron valores máximos de cortocircuito monofásico y trifásico de 1,03 kA y de 0,93 kA respectivamente para la alternativa 1, y de 0,87 kA y 0,75 kA respectivamente para la alternativa 2. Para el diseño de la subestación deberán considerarse estos niveles, asumiendo un margen adicional que garantice una operación adecuada.

Análisis de estabilidad

De acuerdo con los resultados obtenidos, se observa de manera general que, para las dos alternativas, la estabilidad del sistema no se afecta ante los eventos evaluados, ya que, para las variables de control monitoreadas, se presenta un comportamiento amortiguado y dentro de los rangos esperados. La tensión y la frecuencia de los diferentes elementos monitoreados permanecen dentro de los límites permitidos por la regulación para cualquiera de las alternativas, visualizándose pequeñas variaciones en la forma de onda que tienden a amortiguarse rápidamente a través del tiempo.

Ante la contingencia de los enlaces que conectan el parque fotovoltaico al sistema para cada alternativa, se evidencia que se tiene la capacidad de soportar la desconexión de 9,9 MW, sin presentar problemas, que impliquen la activación de esquemas de deslastre de carga para mantener la frecuencia del sistema en valores seguros para la operación.

Por otra parte, se observa un comportamiento transitorio adecuado de los inversores, ya que aportan potencia reactiva en los tiempos establecidos en el control del parque, ayudando a la restauración de los niveles de tensión ante los eventos simulados.

Análisis económico

La evaluación energética permite concluir que, en algunos periodos, el parque podría desplazar recursos más costosos de generación, lo que finalmente se puede traducir en una disminución de la tarifa en el cargo del G, proporcionando ahorros anuales de \$ 5.489,12 MCOP.

Económicamente, la inversión por activos de uso para la conexión de cualquiera de las alternativas es viable; dichas opciones de conexión de la generación reflejan una relación beneficio costo desde el punto de vista país superior a 1,0, indicando que las inversiones son compensadas con los beneficios totales evidenciando en un periodo de 25 años la favorabilidad del proyecto. La alternativa 1 obtuvo una relación B/C país con un valor de 8,50 y la alternativa 2 tiene un valor de 210,40.

Por último, en cuanto a los costos de conexión, la alternativa 1 presenta el menor costo con \$ 2.156,00 MCOP, mientras que para la alternativa 2 los costos por este concepto son de \$ 6.916,00 MCOP. La diferencia entre ambas se debe principalmente a la longitud de la línea conexión, que impacta directamente en el costo de los activos.

Se evidencia que la alternativa 1 es la más viable para el promotor, teniendo en cuenta que los costos asociados al promotor son menores y agregando que la relación B/C para el país es superior a 1 (8,50)



9 REFERENCIAS

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 3 de Febrero de 2018., 2018. <http://www.creg.gov.co/>.
3. **CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas.** Resolución 011 de 2009. *Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.* Bogotá D.C. : Publicada en el Diario Oficial No. 47.274 del 25 de febrero de 2009, 2009. <http://www.creg.gov.co/>.
4. **IEEE.** *Std. 519-2014. Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.* 2014.
5. **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>.
6. **CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas.** Resolución 060 de 2019. *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones.* Bogotá D.C. : s.n., 2019. <http://www.creg.gov.co/>.
7. **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.
8. **UPME, Unidad de planeación Minero Energética.** Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia. *Revisión julio 2019.* Bogotá : Ministerio de Minas y Energía, 2019. Subdirección de Demanda.