



ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA

Keony Jiménez Restrepo

Ingeniería Eléctrica

**Iván Camilo Díez-IEB
Fernando Villada Duque- UDEA**

2018

Contenido

1	Resumen	3
2	Introducción	3
3	Objetivos	4
4	Marco Teórico	4
5	Metodología.....	5
5.1	Verificación del recurso solar	5
5.2	Prefactibilidad eléctrica.	7
5.3	Análisis Ambiental.....	8
6	Resultados y análisis.....	10
7	Conclusiones	16
8	Referencias Bibliográficas.....	17

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA

1 Resumen

Con los incentivos que la regulación actual Creg 030 del 2018 otorga a los proyectos con energías alternativas, se ha generado un gran interés para los inversionistas y a raíz de esto surgieron los promotores. Los promotores buscan nuevas oportunidades de proyectos para después venderlos. Teniendo en cuenta esto, IEB ingeniería especializada ha sido contratada por muchos promotores para la búsqueda de estas alternativas de generación solar.

Para realizar la búsqueda de nuevas alternativas de generación solar se realizaron estudios de prefactibilidad eléctrica y estudios ambientales. Antes de este estudio se caracterizaron zonas con alta irradiancia que tuvieran recurso solar que cerraran el modelo financiero de los promotores. En esta búsqueda se identificó que departamentos como el Huila, Tolima, Valle del cauca, Santander, Cauca y Antioquia tienen, en algunas zonas, un alto recurso solar. En los estudios realizados se concluyó que el departamento de Antioquia, aunque tiene muy buen recurso solar, actualmente no cuenta con la robustez suficiente para nuevas generaciones y el departamento de Cauca cuenta con muy pocas subestaciones ubicadas en las zonas de mayor recurso.

2 Introducción

El interés en desarrollar el proyecto de generación Fotovoltaico ha ido exponencialmente incrementando debido a la resolución 030 del 2018 emitida por la CREG, 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, primero se procede a realizar el rastreo de las zonas con mayor potencial solar y después se procede a

realizar los estudios eléctricos y ambientales correspondientes. Para la selección de los proyectos se tiene en cuenta los resultados eléctricos que dirán cual sistema soporta el proyecto y cual lo hace de la mejor manera, de manera tal que no implique obras adicionales que eleven el costo del proyecto. Por otros lados, los estudios ambientales definirán el terreno más apropiado para ubicar el proyecto.

Esta metodología de evaluación de nuevas alternativas permite que las empresas tengan un criterio de decisión para realizar sus nuevas inversiones, de manera tal que puedan 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, de manera tal de que puedan realizar la solicitud de conexión antes que los demás promotores.

3 Objetivos

Realizar la búsqueda de nuevas alternativas de generación fotovoltaica, realizando la verificación del recurso solar y la ejecución de estudios eléctricos y ambientales.

4 Marco Teórico

Basados en un modelo eléctrico de los sistemas de potencia, junto con las alternativas determinadas para la conexión del proyecto evaluado, se procede a evaluar cada alternativa bajo los flujos de carga del sistema. Estos análisis normalmente se realizan en el software DigSILENT Power Factory, en el cual se encuentra modelada toda la red de 500 kV, 230/220 kV y 115/110 kV de Colombia y parte de la red de 34,5 kV. Para los análisis eléctricos se tienen en cuenta todos los requerimientos de calidad, seguridad y confiabilidad definidas por el Código de Redes [1] en particular los códigos de operación y de planeamiento. También se debe emplea la proyección de demanda de la UPME en el escenario de crecimiento alto, la cual realizo su última revisión en abril de 2018 [2].

Toda evaluación eléctrica debe considerar las obras futuras que ya están oficialmente en proceso, por lo cual el año de entrada del proyecto determinara que se debe tener en cuenta. Para esto se tiene en cuenta el plan de expansión del sistema eléctrico colombiano, definido por la UPME como Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017 – 2031 [3]. Los estudios electricos tambien incluyen una evaluación economica asociada a los valores asociados a las unidades constructivas (UC) declaradas en las resoluciones CREG 015 de 2018 [4] y 011 de 2009 [5], que serían necesarias para la conexión del proyecto. Los costos de inversión se desagregan en Activos de Conexión y Activos de Uso. Estos valores se actualizan con el Índice de Precios al Productor (IPP).

Después de realizar el estudio eléctrico, el cual definirá la subestación de conexión, se procede a realizar los estudios ambientales respectivos para seleccionar los predios más adecuados en los cuales se ubicaría el proyecto. Una vez seleccionado el predio bajo el análisis de restricciones ambientales, el proyecto estará evaluado completamente y se habrá proporcionado criterios de decisión para los nuevos inversionistas.

5 Metodología

La metodología para la evaluación de nuevas alternativas de generación solar, inicia con la verificación del recurso solar en la zona donde se desea buscar la alternativa, después continua con la prefactibilidad eléctrica y finaliza con la búsqueda de predios bajo el análisis de restricciones y criticidades ambientales.

5.1 Verificación del recurso solar

Para la verificación del recurso solar, se realizó la búsqueda de la irradiancia en la zona. Esta irradiancia es proporcionada en muchas bases de datos, pero para efectos de este trabajo la herramienta utilizada es SOLARGIS. Este software es una herramienta en línea gratuita que permite observar con gran detalle lugares en todo el mundo (la resolución es de 1 kilómetro), y ofrece mapas descargables de todos los países en desarrollo. Esta herramienta interactiva es una buena herramienta para realizar la búsqueda de datos o mapas de recursos de energía solar entre la enorme y, a veces, confusa variedad de recursos que se encuentran a

disposición del público en general. En la Figura 1 se muestra la interfaz de SOLARGIS.

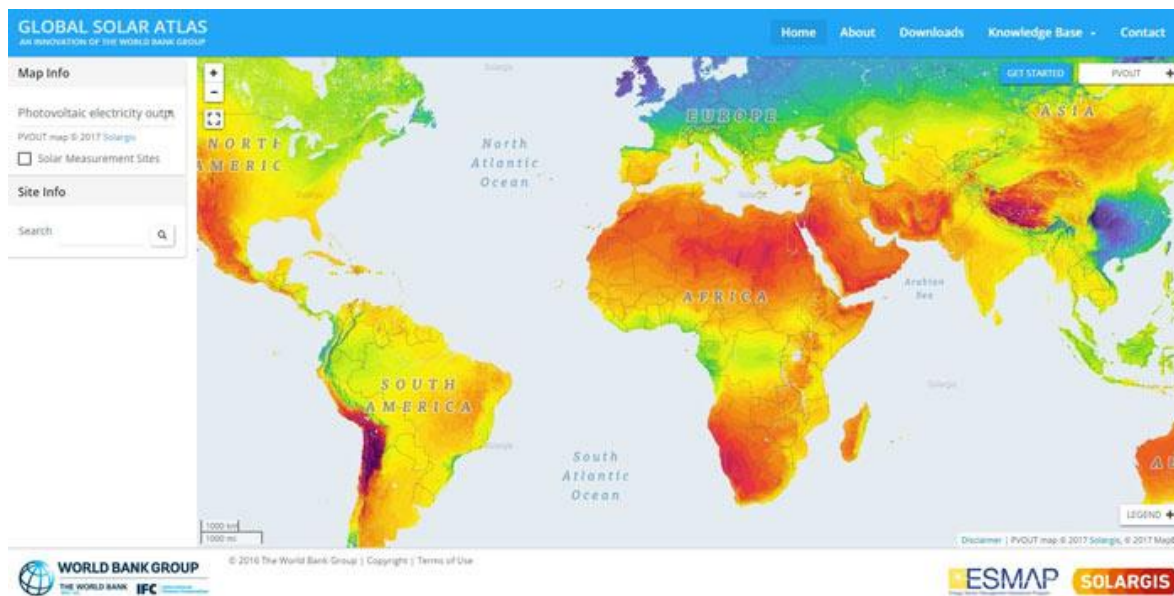


Figura 1: SolarGis

La variable que normalmente los promotores exigen cumplir es la GTI Figura 2, el cual tiene unidades de kWh/m² por año. Esta variable indica la cantidad de irradiancia que incide en la zona evaluada y es la variable principal utilizada en los modelos financieros dedicados a evaluar este tipo de proyectos.

PVOUT ⚡	1374 kWh/kWp per year
GHI	1765 kWh/m ² per year
DNI	1188 kWh/m ² per year
DIF	909 kWh/m ² per year
GTI	1775 kWh/m² per year
OPTA	7 ° / 0 °
TEMP	25.0 °C
ELE	126 m

Figura 2 : Resultados de SolarGis

Una vez verificado que la zona cumpla con el GTI exigido o buscado, se procede a realizar la verificación de la disponibilidad de conexión en las subestaciones de la zona evaluada. Esta verificación se realiza al hacer el estudio de prefactibilidad eléctrica de las alternativas de conexión.

5.2 Prefactibilidad eléctrica.

Para realizar el estudio de prefactibilidad del sistema a evaluar, primero se organiza y modela el sistema de la zona de influencia a estudiar. En la Figura 3 se muestra modelada una porción de la red del Tolima, que nos sirve para ilustrar y ejemplificar la metodología.

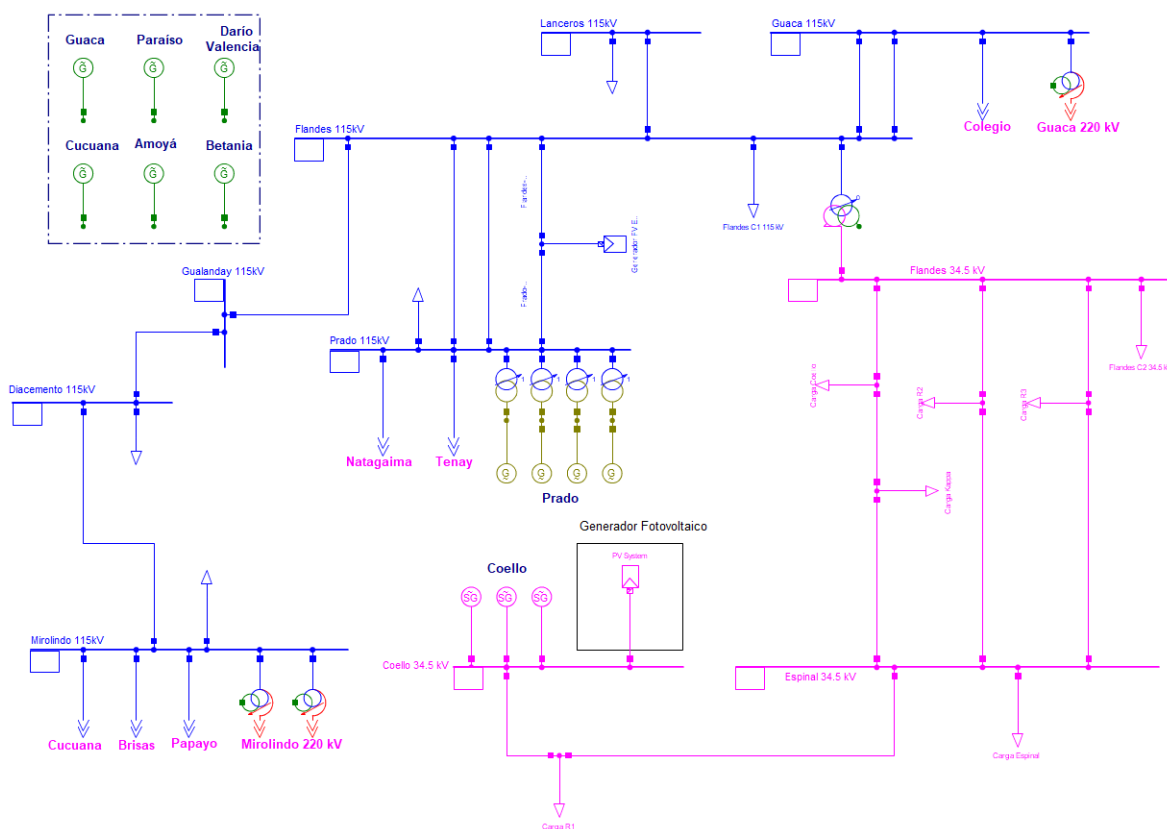


Figura 3: Red Eléctrica evaluar.

Teniendo el sistema anterior se deben simular los flujos de potencia como se muestra en la Figura 4.

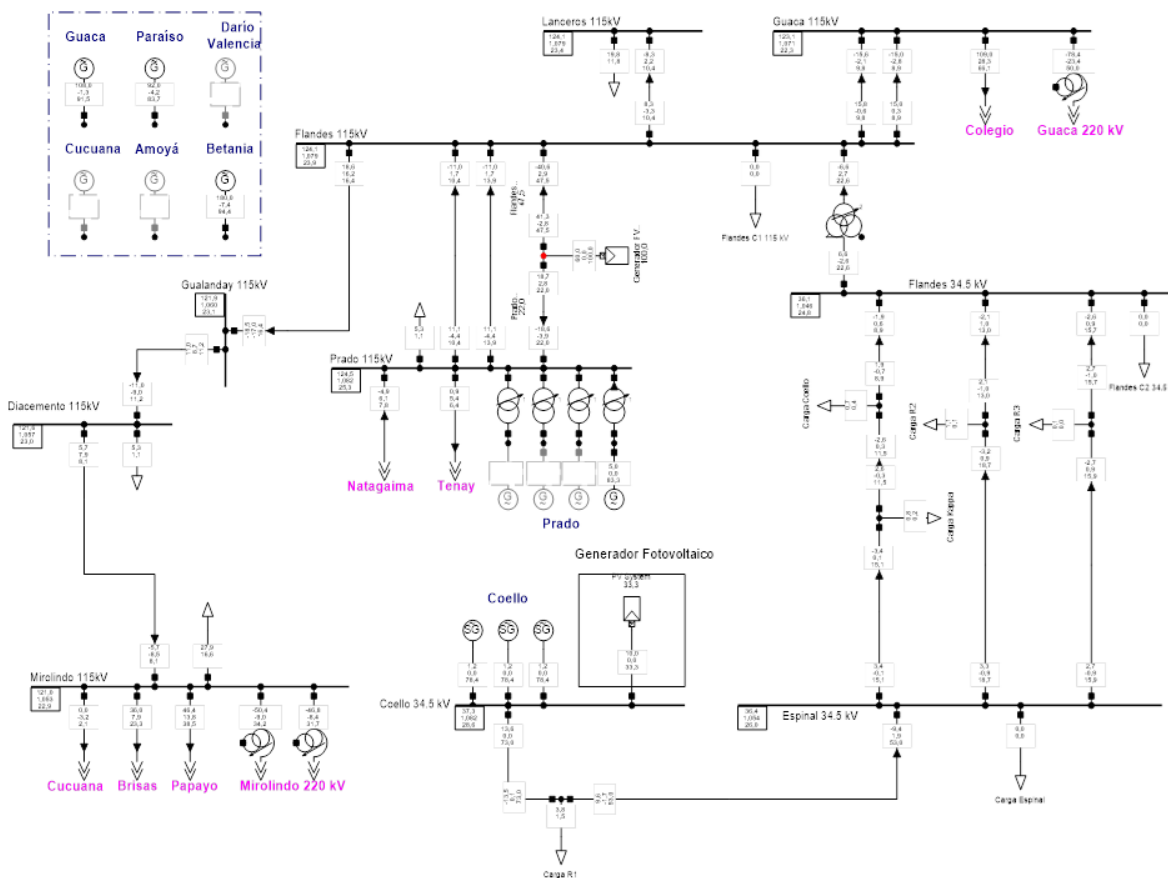


Figura 4: Simulación de flujos de potencia.

Esta simulación se debe realizar para contingencias n-1, lo cual implica que se debe hacer fallar intencionalmente en ciertos elementos del sistema. Las contingencias que se evaluaron son las contingencias que impliquen que el sistema entre en condiciones críticas, para evaluar el comportamiento en el peor de los casos. La evaluación debe garantizar que ante ninguna contingencia el sistema presente elementos sobrecargados, ni se presenten sobretensiones o subtensiones, en caso tal de que se presenten se deben intentar corregir sin necesidad de nuevas obras. Para esto se utilizaron los compensadores y cambiadores de toma disponibles en la zona de influencia.

5.3 Análisis Ambiental

El análisis ambiental se realiza para seleccionar los predios ambientalmente más viables para la ubicación y construcción de la planta solar. Este análisis ambiental comienza con la descripción de las variables de

ponderación consideradas para el análisis de las alternativas. Dichas variables se agruparon dentro de 3 componentes básicos que abarcan de manera integral lo ambiental, a escalas nacional y regional. A continuación en la Tabla 1 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se presentan aquellos componentes donde fueron agrupadas las variables ambientales analizadas, con su respectiva ponderación.

Tabla 1. Porcentajes de ponderación de componentes ambientales Fuente: IEB, 2018.

Componente	Ponderación
Físico	25%
Biótico	25%
Socioeconómico	25%
Ordenamiento Territorial	25%
Total	100%

Se recomienda analizar con mayor profundidad las variables prediales, la presencia de comunidades indígenas, palenqueras y raizales en el área de influencia de la alternativa que resulte ser seleccionada, ya que las variables aquí presentadas corresponden a información secundaria y constituyen un acercamiento a la dimensión socioeconómica. A mediados del presente año, el DANE y el DNP, llevaron a cabo el censo poblacional, del cual, cuando se presenten los resultados, deberán realizarse los análisis pertinentes para el tema de comunidades étnicas, a fin de conocer la información exacta del estado de las comunidades con respecto a la información de referencia del año 2005.

Con los criterios anteriores se selecciona el predio, el cual se busca en el área del Polígono Solar, el cual surge de la elección de la mejor zona (puntuada con más variables en estado de viabilidad). Después de contar con el polígono solar se selecciona el corredor de ruta, corresponde a un buffer de X km, con el fin de que en este ancho se proporcione una franja suficientemente amplia para la selección del mejor trazado de línea, es decir, Z km, con base a criterios fisiográficos. Para cada una de las alternativas, únicamente se debe presentar el corredor de línea que se encuentre a menor distancia de la subestación.

6 Resultados y análisis

En la Figura 3 se ilustra el sistema ejemplo a evaluar, al cual se le evaluaron las siguientes contingencias.

Tabla 2. Contingencias analizadas para las alternativas de Cauca.

Contingencias	
1	Carga Coello - Carga Kapp 34.5kV
2	Carga Kappa - Espinal 34.5kV
3	Carga R1 - Coello 34.5kV
4	Carga R2 - Espinal 34.5kV
5	Carga R3 - Espinal 34.5kV
6	Espinal - Carga R1 34.5kV
7	Flandes - Carga Coello 34.5kV
8	Flandes - Carga R2 34.5kV
9	Flandes - Carga R3 34.5kV
10	Transformador Flandes 115kV

En la Tabla 3 y la Tabla 4 se muestran los resultados de la evaluación del sistema eléctrico sin considerar el proyecto y considerándolo. En estas tablas podemos evidenciar que ante la entrada del proyecto se ve reflejado un cambio en tensiones, pero principalmente en las cargabilidades. Esto se debe a que el sistema tiene buen soporte de tensión porque está cerca de niveles de tensión 115kV y 220kV lo cual mantiene las tensiones en los rangos admisibles. Con respecto a las cargabilidades se evidencia que hay un aumento considerable en algunos elementos. Esto no implica que el proyecto no sea viable, ya que el aumento no sobrepasa el 100% de la cargabilidad de los elementos, el cual es el límite permitido para este tipo de estudios.

Tabla 3. Comparación de Cargabilidad [%] entre el caso base y la alternativa evaluada

2020 - Caso Base Subestación	Voltajes [p.u.]		Alternativa- Voltajes [p.u.]		Diferencia en Voltajes [p.u.]	
	Med Hid	Med Term	Med Hid	Med Term	Med Hid	Med Term
Coello 34.5 kV	1,036	1,037	1,082	1,083	-0,046	-0,046
Diacemento 115kV	1,057	1,055	1,057	1,056	0	-0,001
Espinal 34.5 kV	1,04	1,04	1,054	1,054	-0,014	-0,014
Flandes 115kV	1,078	1,079	1,079	1,08	-0,001	-0,001
Flandes 34.5 kV	1,047	1,047	1,046	1,047	0,001	0
Gualanday 115kV	1,059	1,058	1,06	1,058	-0,001	0
Lanceros 115kV	1,078	1,079	1,079	1,08	-0,001	-0,001
Mirolindo 115kV	1,052	1,05	1,053	1,05	-0,001	0
Prado 115kV	1,082	1,08	1,082	1,08	0	0

Tabla 4: Comparación de tensiones [p.u] entre el caso base y la alternativa evaluada

2020 - Caso Base Subestación	Voltajes [p.u.]		Alternativa- Voltajes [p.u.]		Diferencia en Voltajes [p.u.]	
	Med Hid	Med Term	Med Hid	Med Term	Med Hid	Med Term
Carga Coello - Carga Kappa 34.5 kV	2,78	2,78	11,52	11,51	-8,74	-8,73
Carga Kappa - Espinal 34.5 kV	2,39	2,39	15,08	15,07	-12,69	-12,68
Carga R1 - Coello 34.5 kV	20,18	20,17	73,02	72,97	-52,84	-52,8
Carga R2 - Espinal 34.5 kV	3,3	3,3	18,65	18,64	-15,35	-15,34
Carga R3 - Espinal 34.5 kV	4,87	4,87	15,94	15,93	-11,07	-11,06
Diacemento-Gualanday_115kV_1	10,43	10,69	11,25	11,4	-0,82	-0,71



2020 - Caso Base	Voltajes [p.u.]		Alternativa- Voltajes [p.u.]		Diferencia en Voltajes [p.u.]	
	Subestación	Med Hid	Med Term	Med Hid	Med Term	Med Hid
Espinal - Carga R1	8,65	8,65	52,98	52,95	-44,33	-44,3
Flandes - Carga Coello	6,18	6,17	8,87	8,86	-2,69	-2,69
Flandes - Carga R2 34.5 kV	7,56	7,55	13,04	13,03	-5,48	-5,48
Flandes - Carga R3	5,04	5,04	15,66	15,65	-10,62	-10,61
Flandes-Gualanday_115kV_1	15,12	15,72	16,41	16,81	-1,29	-1,09
Flandes-Lanceros_115kV_1	10,44	10,44	10,44	10,43	0	0,01
Flandes-Prado_115kV_1	14,66	8,26	13,88	8,97	0,78	-0,71
Flandes-Prado_115kV_2	10,98	6,19	10,39	6,72	0,59	-0,53
La Guaca-Flandes_115kV_1	7,64	9,21	8,92	8,22	-1,28	0,99
La Guaca-Flandes_115kV_2	8,38	10,21	9,78	9,12	-1,4	1,09
Mirolindo-Diacemento_115kV_1	7,6	8,3	8,12	8,66	-0,52	-0,36

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 (STN) y en el sistema transmisión regional (STR). Las pérdidas se determinaron con relación al despacho de las plantas, definiendo 75 % del tiempo despacho hidráulico y 25 % del tiempo despacho térmico. 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 éstas se ven afectadas. En la Tabla 5 se registran los valores calculados anualmente para las pérdidas de energía comparando cada alternativa con el caso base.

Tabla 5: Pérdidas en el SIN

SIN						
ALTERNATIVA	Potencia [MW] (Nota 1)		Energía [MWh/Año]	Diferencia [%] (Nota 2)	Diferencia [MWh/Año] (Nota 2)	Costo Anual [MCOP] (Nota 2, 3)
	Med H	Med T				
ALTO	187	206	909.774	-	-	-
ALT Coello 34.5kV	188	206	911.465	0,19	1.692	-169,2

Tabla 6: Pérdidas en el STN

STN						
ALTERNATIVA	Potencia [MW] (Nota 1)		Energía [MWh/Año]	Diferencia [%] (Nota 2)	Diferencia [MWh/Año] (Nota 2)	Costo Anual [MCOP] (Nota 2, 3)
	Med H	Med T				
Caso Base	123,63	134,07	598.987	-	-	-
Alternativa	123,60	134,07	598.866	-0,02	-121	12,1

Tabla 7: Pérdidas en el STR

STR						
ALTERNATIVA	Potencia [MW] (Nota 1)		Energía [MWh/Año]	Diferencia [%] (Nota 2)	Diferencia [MWh/Año] (Nota 2)	Costo Anual [MCOP] (Nota 2, 3)
	Med H	Med T				
Caso Base	2,01	2,32	9.895	-	-	-
Alternativa	2,52	2,84	12.329	19,74	2.434	-243,4

En las tablas anteriores observamos que el proyecto implica que en el sistema de transmisión regional se aumentan las pérdidas y en el sistema de transmisión nacional se disminuyen. En cuanto al STR esto se da ya que se está exportando energía al STN.

Para el análisis económico se tuvo en cuenta que los costos de cada etapa están constituidos por los costos iniciales de inversión, los cuales sólo se consideran como un estimativo económico para los activos de conexión y se valoran de acuerdo con las unidades constructivas determinadas en la resolución CREG 015 de 2018. La Tabla 8 presenta el resumen de las inversiones necesarias (básicas).

Tabla 8. Costos estimados de inversión de las dos alternativas de conexión.

Subestación	UC2	Descripción	Unidad	Cantidad (MVA, kVar o km)	Valor Instalado [MCO P]	Valor Instalado [USD]
Caso Base	N3L8 7	km de conductor (3 fases) ACSR 2/0 AWG	1	4,1	\$ 80,77	\$ 26,68
Alternativa	N3L8 7	km de conductor (3 fases) ACSR 2/0 AWG	1	1,18	\$ 23,25	\$ 7,68

Para la conexión a la subestación bajo estudio se evaluaron ambientalmente 2 alternativas diferentes (A y B). Estas alternativas definen polígonos distintos, los cuales limitan los predios considerados para la ubicación y construcción de la planta solar fotovoltaica. En la Tabla 9 se muestran los resultados de la evaluación de las dos alternativas, mostrando que la alternativa ganadora es la alternativa B.

Tabla 9: Ponderación de Componentes entre las alternativas A y B

Atributo	Peso	Alternativa A	Alternativa B
Físico	25.00%	1	1
Biótico	25.00%	2	1
Socioeconómico	25.00%	2	1
Ordenamiento territorial	25.00%	1	1
Total, Ponderado	100%	1.5	1
RANKING		2	1

El polígono ganador presenta las características ambientales presentadas en la Tabla 10, donde en cada una de estas columnas queda evidenciada si la variable se encuentra dentro del área de estudio, el polígono evaluado o la servidumbre de la línea evaluada. La servidumbre de la línea también se considera como parámetro de decisión, ya que su construcción puede verse bloqueada por problemas ambientales y sociales.

Tabla 10: Elementos ambientales evaluados

Variable	Área de estudio	Polígono solar	Corredor de línea
Humedales			
Cruce de fuentes hídricas	X		
Zonificación hidrográfica	X	X	X
Sistemas acuíferos			X
Geología	X	X	
Amenaza sísmica		X	X
Amenaza remoción en masa	X	X	
Degradación por erosión	X		
Hidrogeología		X	
Bosque Seco Tropical	X		
Jurisdicción de Casa		X	X
coberturas de la tierra	X		
Ecosistemas acuáticos y terrestres	X		

En la Figura 5 se presenta el polígono que delimita los predios donde es más viable ubicar el proyecto y en caso de ubicarlo se especifica el corredor de línea más corto. Esta grafica es el resultado de hacer todo el análisis ambiental de las restricciones que puede tener el promotor para conseguir predios en la zona de influencia, en cuyo análisis salió ganadora la alternativa B que corresponde a los predios delimitados por el polígono de la Figura 5.

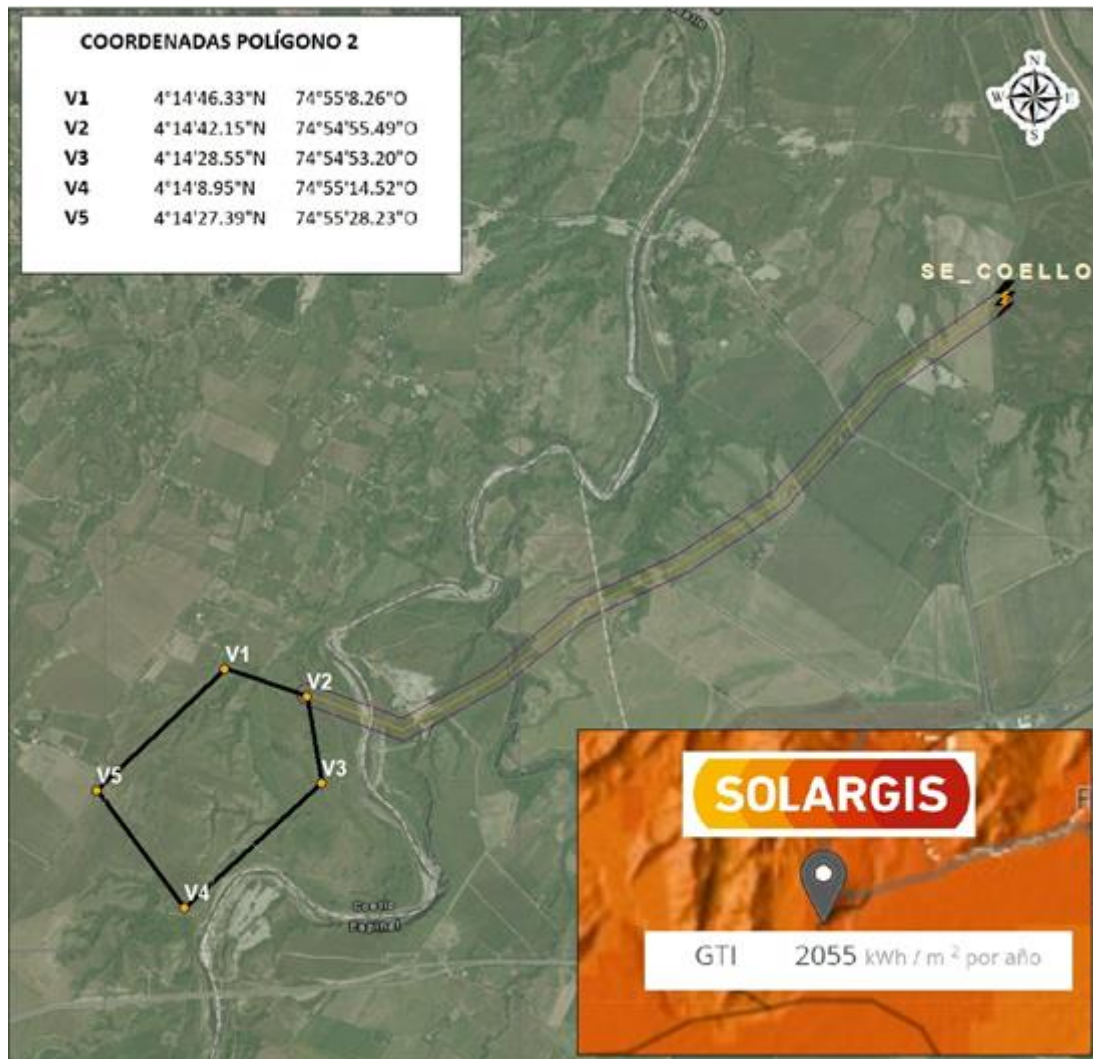


Figura 5: Predio y corredor de línea.

Los resultados indican que en caso tal que el promotor desee realizar inversión en proyectos fotovoltaicos, esta zona es muy viable, ya que presenta un buen recurso solar y existe subestaciones como la evaluada, que tienen capacidad de conexión y lo más importante, antes contingencias no presenten eventualidades que puedan afectar el proyecto.

7 Conclusiones

Después de realizar un rastreo de zonas que tuvieran buen recurso solar, se encontró que Tolima es un departamento que tiene zonas donde el recurso solar es alto y hace viable los proyectos fotovoltaicos. Además, después de realizar el estudio de prefactibilidad se encontró que existen subestaciones en la zona evaluada que tiene capacidad de conexión y lo más importante, se cuenta con un sistema lo suficientemente robusto para aguantar la nueva generación sin necesidad de obras adicionales.

Los resultados ambientales arrojan que en la zona evaluada existen predios disponibles para la realización del proyecto, los cuales no presentan restricciones ambientales significativas, ya que las que se presentan pueden ser fácilmente negociados por el promotor interesado. Estos resultados son una fuente de información valiosa para la toma de decisión de los inversionistas, por lo cual se da por cumplido los objetivos ya que se encontró y evaluó una alternativa viable para realizar la inversión en nueva generación fotovoltaica.

8 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] **UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.** Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia. Revisión Abril 2018. Bogotá : Ministerio de Minas y Energía, 2018. Subdirección de Demanda.

[3] **UPME. Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2017 - 2031.** Santafé de Bogotá D.C. : Ministerio de Minas y Energía, 2018.

[4] **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/>.

[5] **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/>.

[6] **UPME, Unidad de Planeación Minero Energética.** Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia. Revisión Abril 2018. Bogotá : Ministerio de Minas y Energía, 2018. Subdirección de Demanda.

Visto bueno del asesor interno y asesor externo

Como asesor conozco la propuesta y avalo su contenido.

Firma

Nombre del asesor interno

Firma

Firma del asesor externo

