



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DOMINICANA

Uniendo el país con energía!

INFORME TÉCNICO PARA FINES DE REVALIDACIÓN NO OBJECIÓN:

“COMPLEJO AGROENERGÉTICO E INNOVADOR PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y PRODUCCIÓN AGRÍCOLA SUNFARMING FOOD & ENERGY 50 MW”

Alam Cabral

AST-517

Mayo 2025

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DOMINICANA
DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y DISEÑO
GERENCIA DE PLANIFICACIÓN Y DISEÑO DE PROYECTOS

Héctor Fernández P.

Preparado por:	Revisado por:	Aprobado por:
Alam Cabral Analista de Planificación del STN	Pedro Betancourt Coordinador del Departamento de Análisis y Planificación del STN	Héctor Fernández Gerente de Planificación y Diseño de Proyectos

Rev. no	Fecha de emisión	Motivo del cambio	Cambio realizado
-	-	-	-

Ref. Com. Int.: DP-GPD-116-2025

ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE TABLAS	3
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	3
GLOSARIO	4
1. INTRODUCCIÓN	5
1.1 Objetivos del informe	6
1.1.1 Objetivo General.....	6
1.1.2 Objetivos Específicos	6
1.2 Alcance del informe	6
1.3 Metodología de evaluación del informe presentado por el interesado	7
2. OBSERVACIONES AL ESTUDIO SOMETIDO.....	7
2.1 Introducción del proyecto a evaluar.....	7
2.2 Consideraciones generales del estudio.....	9
2.2.1 Criterios utilizados	10
2.2.2 Consideraciones.....	10
2.2.3 Casos analizados	11
2.3 Metodología aplicada por el promotor del proyecto para el desarrollo del estudio	13
2.4 Escenarios planteados en el análisis de régimen estacionario	14
2.5 Escenarios planteados en análisis de régimen transitorio.....	14
2.6 Resultados expuestos por el solicitante.....	15
2.6.1 Resultados de estudios en régimen estacionario	15
2.6.2 Resultados de estudio en régimen transitorio	20
3. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES	23
3.1 Conclusiones realizadas por el solicitante	23
3.2 Conclusiones realizadas por la ETED	25

4. Observaciones de la ETED	40
5. ANEXOS.....	44

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- <i>Escenarios de demanda analizados en el estudio presentado</i>	13
Tabla 2. Perfiles de tensión y nivel de carga en los elementos monitoreados zona Sur 138 kV	15
Tabla 3. Análisis de contingencia Casos de estudio: demanda valle y media- zona Sur 138 kV	16
Tabla 4. Resumen de resultados de cortocircuito trifásico y monofásico en demanda media	19

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Coordenadas geográficas de Parque Solar Sunfarming Food & Energy.....	8
Ilustración 2. <i>Polígono</i> Parque Solar Sunfarming Food & Energy.	9
Ilustración 3. Unifilar de interconexión: propuesta SE 138 kV Peravia.....	12
Ilustración 4. Unifilar de interconexión: propuesta SE 138 kV Calabaza.	13
Ilustración 5. <i>Diagrama de interconexión al SENI del proyecto PSF Sunfarming Food & Energy (50 MW)</i>	28
Ilustración 6. Terreno Parque Solar Sunfarming Food & Energy (1)	40
Ilustración 7. Terreno Parque Solar Sunfarming Food & Energy (2)	41
Ilustración 8. Terreno Parque Solar Sunfarming Food & Energy (3)	41
Ilustración 9. Hoja de campo visita en campo del Parque Solar Sunfarming Food & Energy	42
Ilustración 10. Cronograma preliminar de ejecución del Parque Solar Sunfarming Food & Energy	43



GLOSARIO

ETED: Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana.

SENI: Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

OC-SENI: Organismo Coordinador del SENI

DIP: Dirección de Ingeniería y Proyectos



1. INTRODUCCIÓN

Como responsable de la planificación, desarrollo, mantenimiento y operación del sistema de transmisión eléctrica nacional, se atribuye a la ETED la tarea de analizar la posibilidad o no de interconexión de una carga (ya sea de inyección o de consumo) en un punto determinado de la red en función de la disponibilidad de capacidad térmica en la zona de impacto del proyecto. En ese sentido, se toman todas las medidas que garanticen la continuidad operativa y la inversión optima en cuanto a las redes del STN de cara a la emisión a favor del peticionario una certificación de no objeción a punto de interconexión sujeta a las condiciones que así se consideren necesarias para tales fines.

Para optar por dicha certificación el solicitante debe requerir el servicio de realización de los estudios eléctricos correspondientes o bien presentar un informe técnico que abarque todos los análisis eléctricos de régimen permanente y dinámico del SENI necesarios para demostrar que la puesta en servicio del proyecto en cuestión no afecta de forma negativa el buen y correcto funcionamiento del sistema de transporte de energía eléctrica. Esto se ha establecido en la Ley General de Electricidad 125-01 en su capítulo IV artículo 71. Requisitos C-7, que establece:

"En el caso de obras de generación y transmisión, se deberá presentar un estudio eléctrico que contendrá por lo menos el análisis de cortocircuito, flujo de carga y estabilidad del Sistema Interconectado para su aprobación por la SIE. [...] El Peticionario deberá hacer constar que, en caso de surgir cualquier incompatibilidad para la interconexión de las obras con el SENI, asumirá los costos que conllevaran su compatibilización." Estos estudios son un requisito fundamental para optar por una Certificación de No Objeción al Punto de Interconexión dado que es necesario demostrar y dar garantías de que la red y la calidad de suministro no se perjudicarán tras la puesta en servicio del proyecto en cuestión.

En el caso particular de que el solicitante presente un informe técnico no desarrollado por la ETED se realiza una revisión sistemática a fin de evaluar la posibilidad de aprobación a la solicitud realizada y cuyos resultados se entregan en este informe técnico acompañado de la comunicación que autoriza o no la interconexión solicitada.

Así, el presente informe técnico responde a la solicitud de la empresa **SUNFARMING DOM REP INVEST, S.R.L.**, de que le sea revisado el documento denominado "*Análisis de Interconexión Al*

Ave. Rómulo Betancourt #1228, Bella Vista, Santo Domingo, D.N. •
Teléfono: 809-255-5555 • Telefax_ 809-255-5501 • www.eted.gov.do
RNC. 4-30-06088-7 Apartado Postal 4751

Sistema Eléctrico Nacional Interconectado: Complejo Agroenergético Sunfarming Food & Energy Baní 50 MW, para fines de revalidación de una certificación de no objeción al punto de interconexión para el desarrollo de un parque solar con una capacidad de hasta 59.696 MWp (50 MWn), a ser localizado en la Región Sur, Paraje Cerro Gordo, sección Monte Andrés, municipio Baní, Provincia Peravia, República Dominicana. El Parque Solar Sunfarming Food & Energy está previsto a entrar en operación en el cuarto trimestre del año 2026, según lo descrito en el informe de estudios eléctricos presentado. A continuación, se procede con el desarrollo de dicha solicitud.

1.1 Objetivos del informe

1.1.1 Objetivo General

- Dar respuesta a la solicitud de revalidación a la certificación de no objeción al punto de interconexión solicitada por la empresa **SUNFARMING DOM REP INVEST, S.R.L.** para la interconexión del nuevo PSF Sunfarming Food & Energy.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Presentar las observaciones realizadas al documento técnico denominado *"Análisis de Interconexión Al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado: Complejo Agroenergético Sunfarming Food & Energy Baní 50 MW"*.
- Validar si las condiciones del STN se mantienen similares a las consideradas al momento de otorgarle la certificación para la que se solicita renovación.
- Exponer las conclusiones a las que ha llegado la ETED y definir las condiciones para la revalidación de la certificación de no objeción al punto de interconexión.
- Brindar recomendaciones en caso de resultar no favorable la propuesta realizada por el solicitante.

1.2 Alcance del informe

- Describir lo observado en los estudios eléctricos presentados en el informe entregado por el interesado mostrando las informaciones relevantes para verificar que las condiciones del STN se mantienen para fines de adjudicación de un punto de interconexión.

1.3 Metodología de evaluación del informe presentado por el interesado

Para la evaluación del informe presentado con fines de revalidación de la Certificación de No Objeción al Punto de Interconexión se ha considerado el siguiente procedimiento:

1. Verificación de generalidades del proyecto incluyendo, entre otros, lo siguiente:
 - Descripción del proyecto
 - Ubicación georreferenciada
 - Esquema de conexión propuesto
 - Año propuesto para puesta en servicio
 - Emisión de concesión provisional o definitiva
2. Verificación de proyección de crecimiento de la demanda al año sugerido por el interesado
3. Verificación de consideraciones de expansión de la generación
4. Verificación de consideraciones de expansión del STN
5. Verificación de consideraciones de despacho de las centrales de generación
6. Verificación de escenarios planteados
7. Validación de los resultados obtenidos
8. Validación de las conclusiones generales del informe presentado

2. OBSERVACIONES AL ESTUDIO SOMETIDO

2.1 Introducción del proyecto a evaluar

El planteamiento del interesado consiste en construir un parque solar con una capacidad de hasta 59.696 MWp (50 MWh), a ser localizado en la Región Sur, Paraje Cerro Gordo, sección Monte Andrés, municipio Baní, Provincia Peravia, República Dominicana. Las coordenadas geográficas (UTM) del Parque Solar Sunfarming Food & Energy se muestran a continuación:

FOOD & ENERGY

EST.	X	Y	EST.	X	Y
1	356,505.45	2,022,604.90	68	356,459.18	2,024,624.10
2	356,453.97	2,022,579.82	69	356,530.14	2,024,553.30
3	356,426.70	2,022,561.38	70	356,566.25	2,024,529.51
4	356,287.07	2,022,440.61	71	356,693.41	2,024,538.35
5	356,277.81	2,022,451.71	72	356,730.59	2,024,542.35
6	356,217.42	2,022,513.61	73	356,758.92	2,024,499.10
7	356,182.46	2,022,549.80	74	356,737.86	2,024,375.08
8	356,140.96	2,022,591.84	75	356,714.51	2,024,336.69
9	356,101.29	2,022,632.58	76	356,701.46	2,024,261.44
10	356,012.58	2,022,723.07	77	356,680.90	2,024,191.38
11	355,963.74	2,022,773.61	78	356,617.33	2,024,076.98
12	355,884.73	2,022,854.87	79	356,575.58	2,024,002.51
13	355,812.75	2,022,928.80	80	356,541.20	2,023,929.30
14	355,749.91	2,022,992.99	81	356,541.01	2,023,917.59
15	355,669.11	2,023,078.18	82	356,519.53	2,023,895.77
16	355,664.18	2,023,143.66	83	356,479.65	2,023,875.06
17	355,677.88	2,023,159.43	84	356,424.91	2,023,847.63
18	355,700.25	2,023,195.82	85	356,284.11	2,023,853.45
19	355,715.94	2,023,227.67	86	356,292.04	2,023,814.72
20	355,739.03	2,023,238.68	87	356,310.42	2,023,786.82
21	355,754.42	2,023,210.71	88	356,320.87	2,023,741.20
22	355,764.85	2,023,164.77	89	356,344.64	2,023,715.42
23	355,777.69	2,023,147.21	90	356,405.24	2,023,564.28
24	355,791.04	2,023,147.07	91	356,415.61	2,023,520.80
25	355,798.10	2,023,152.26	92	356,436.58	2,023,474.73
26	355,802.59	2,023,156.77	93	356,454.57	2,023,446.24
27	355,828.70	2,023,210.45	94	356,462.81	2,023,428.09
28	355,849.92	2,023,313.98	95	356,453.44	2,023,380.51
29	355,829.50	2,023,394.49	96	356,475.75	2,023,302.79
30	355,833.95	2,023,418.22	97	356,515.11	2,023,262.34
31	355,800.99	2,023,486.66	98	356,512.49	2,023,243.85
32	355,786.16	2,023,529.58	99	356,481.17	2,023,261.45
33	355,796.36	2,023,566.50	100	356,446.64	2,023,276.00
34	355,813.12	2,023,601.07	101	356,420.09	2,023,279.59
35	355,828.70	2,023,624.15	102	356,401.33	2,023,280.98
36	355,835.03	2,023,646.52	103	356,386.64	2,023,275.84
37	355,831.52	2,023,682.58	104	356,365.08	2,023,258.00
38	355,819.64	2,023,720.67	105	356,344.09	2,023,241.29

Ilustración 1. Coordenadas geográficas de Parque Solar Sunfarming Food & Energy.

La siguiente imagen muestra la ubicación del Parque Solar Sunfarming Food & Energy:

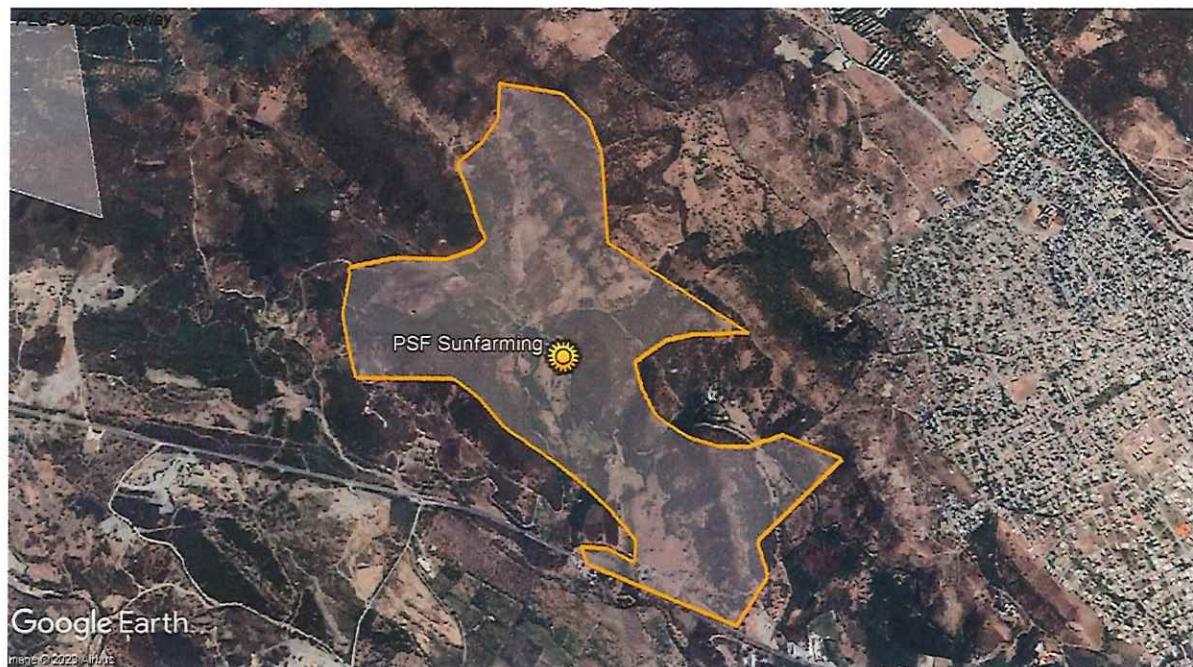


Ilustración 2. Polígono Parque Solar Sunfarming Food & Energy.

2.2 Consideraciones generales del estudio

Tal como establece el promotor del proyecto, el análisis “se realizará mediante estudios en régimen estacionario y dinámico, verificando que las variables de estado del sistema de potencia estén dentro de los límites establecidos por las normas y regulaciones de la República Dominicana”. Este estudio comprende los siguientes aspectos:

- Cálculo de flujo de cargas
- Análisis de Contingencias
- Cálculo de Cortocircuito
- Análisis de comportamiento dinámico

Se consideraron las siguientes normas y/o reglamentos:

- Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.
- Programa de operación de largo plazo del Organismo Coordinador del SENI, del 2023 al 2026.
- Plan de expansión del sistema de transmisión de la ETED 2021 - 2035.

2.2.1 Criterios utilizados

De acuerdo con lo descrito en el informe, el promotor del proyecto tomó en consideración toda la información referente a la expansión de la red, generación y crecimiento de la demanda en el mediano y largo plazo acorde a lo establecido en el “*Plan de Expansión 2021 – 2035 de la ETED*” y el “*Programa de operación de largo plazo del Organismo Coordinador del SENI 2023- 2026*”, con lo cual estamos de acuerdo. Entre los criterios utilizados para la elaboración del estudio presentado se tienen:

- Los niveles de tensión deben estar comprendidos dentro de rangos establecidos por la normativa, esto es $\pm 5\%$ en condiciones normales y $\pm 10\%$ en contingencia.
- Se tomaron en cuenta los límites de capacidad de transporte de las líneas de transmisión, tanto en condiciones normales como de contingencia.
- Se tomaron en cuenta los límites de capacidad de carga de los autotransformadores de alta tensión asociados a la zona de influencia de la nueva central de generación, así como su capacidad de regulación.
- Se tomó en cuenta el despacho de centrales de generación de energía por la lista de orden de mérito actual, y haciendo las sustituciones correspondientes con las entradas de nueva generación.
- Se consideró el despacho del parque fotovoltaico bajo estudio al inicio de la lista de orden de mérito, pues esta se despacha cuando esté disponible.
- Se consideraron los mínimos y máximos técnicos de las centrales de generación térmica.

2.2.2 Consideraciones

A continuación, se presentan todas las consideraciones asumidas por el promotor del proyecto en el estudio eléctrico desarrollado:

- Se considera una demanda media atendida igual a 3,241 MW, prevista para el año 2025.

- Se considera el crecimiento de la demanda según lo previsto por el Organismo Coordinador del SENI (OC).
- Los resultados son mostrados para las horas en los que el parque bajo estudio se despacha, esto es, en demanda mínima y demanda media.
- Respecto al escenario de generación, se realiza un despacho según la lista de mérito actual más la entrada en servicio de los proyectos de generación previstos para el 2025, además se consideran los parques de generación no convencional con concesión definitiva y/o aprobación al punto de interconexión por parte de la ETED. Se considera un despacho del 100% de la capacidad del parque fotovoltaico Sunfarming.

No se mostraron las informaciones referentes a la **expansión del parque de generación**, el cual incluye el listado de los proyectos considerados en el estudio, así como el listado de las **obras y/o proyectos de transmisión**, estimados a entrar en servicio a la fecha de puesta en marcha del proyecto en cuestión; con lo cual estamos en desacuerdo.

Tal como establece el interesado en el estudio presentado, “*se espera que el parque fotovoltaico Sunfarming será puesto en servicio en el cuarto trimestre del año 2026, por lo que se simulará el SENI para las condiciones esperadas para ese año*”. Establecido lo anterior, es importante destacar que para la posible inserción y evacuación del nuevo PSF Sunfarming a las redes de AT del SENI, el promotor del proyecto consideró la modificación/reconfiguración de las redes de la zona sur la cual establece la ampliación de la SE 138 kV Punta Catalina y, además, la línea de transmisión 138 kV Calabaza – Punta Catalina.

2.2.3 Casos analizados

Para la elaboración de los estudios de flujos de carga se consideraron tres (3) casos de estudio denominados caso Base y los casos A y B (ver descripción más adelante). En tanto a los estudios de cortocircuito (trifásico y monofásico) y estabilidad dinámica el promotor del proyecto considera la evaluación del sistema cuando entra en operación el proyecto propuesto.

Tal como establece el promotor del proyecto, “*Los casos de estudios se analizan considerando las condiciones más desfavorables en cuanto al despacho de centrales de generación, se consideran escenarios de red que estarían en funcionamiento en el segundo semestre del 2025. Se considera*

como escenario más desfavorable la demanda media, para esta demanda la generación fotovoltaica está en el máximo”

Los puntos de conexión al SENI analizados en el estudio presentado por el promotor del proyecto son los siguientes:

- **Caso 1:** El punto de interconexión propuesto es la barra 138 kV de la subestación Peravia, para esto se construiría una línea 138 kV de aproximadamente 4.5 km, tal como se muestra en la siguiente Figura:

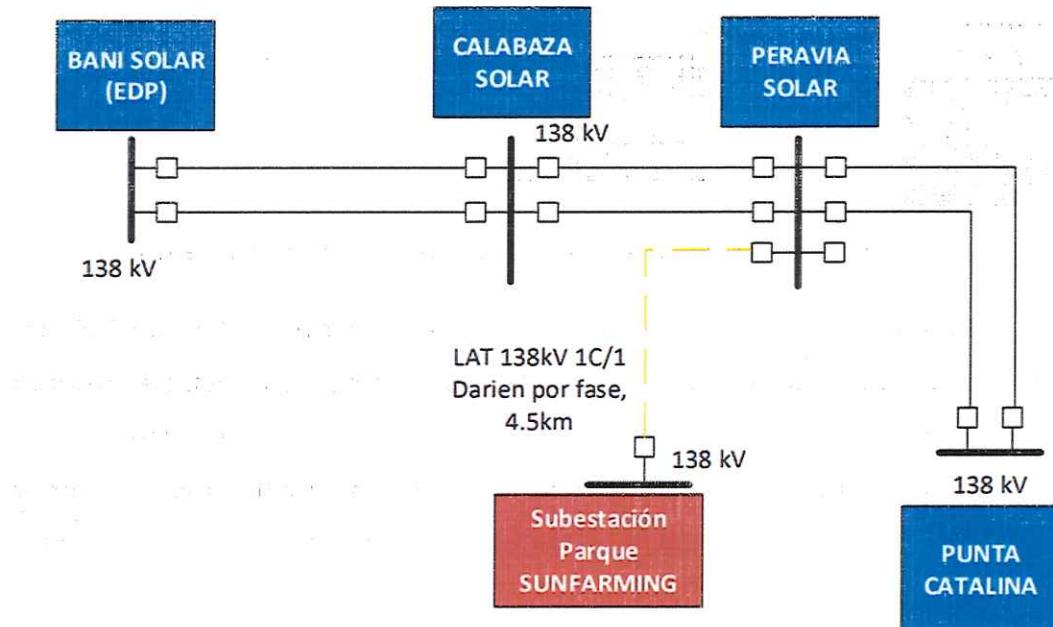


Ilustración 3. Unifilar de interconexión: propuesta SE 138 kV Peravia.

- **Caso 2:** El punto de interconexión propuesto, es la barra 138 kV de la subestación Calabaza, para esto se instalaría un transformador 138/34.5 kV en la subestación Calabaza con un SMC independiente y se construiría una línea de media tensión 34.5 kV de aproximadamente 4.5km desde el nuevo parque de generación hasta la subestación Calabaza. A continuación, se muestra la propuesta en cuestión:

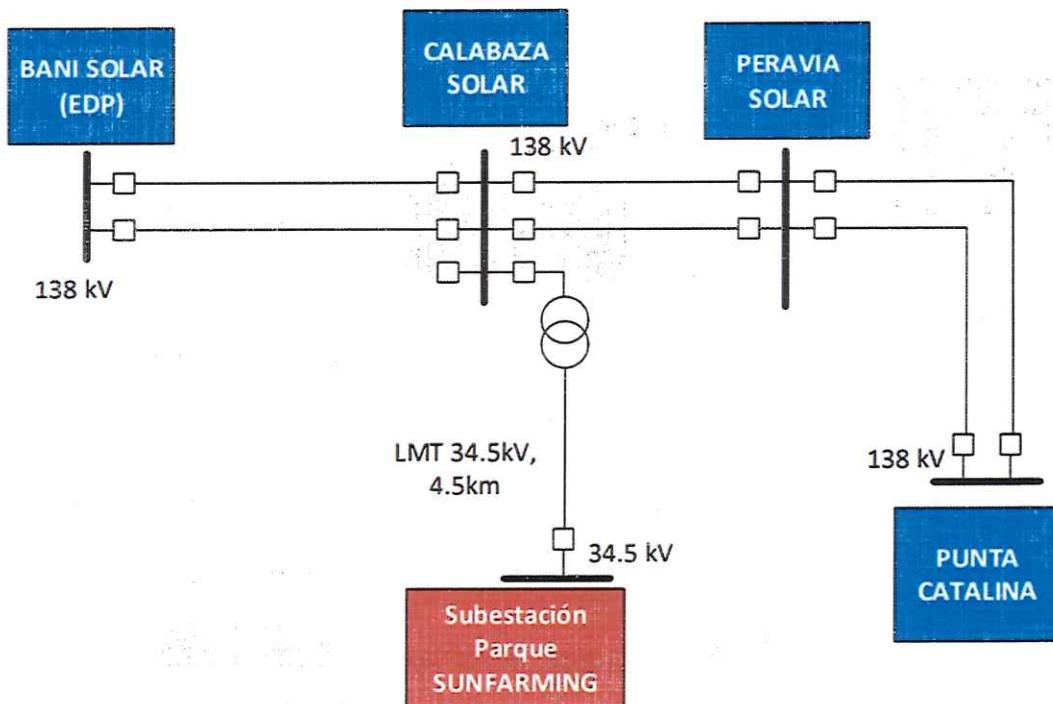


Ilustración 4. Unifilar de interconexión: propuesta SE 138 kV Calabaza.

Para cada escenario de demanda el promotor sugiere lo siguiente:

Tabla 1.- Escenarios de demanda analizados en el estudio presentado

2025	
Demanda valle:	3,033.7 MW
Demanda media:	3,241.7 MW

2.3 Metodología aplicada por el promotor del proyecto para el desarrollo del estudio

La metodología de análisis se enfoca en la comparación de las variables que definen el estado del sistema de transmisión eléctrica en régimen estacionario previo a la conexión del “Parque Solar Sunfarming Food & Energy” y posterior a ello, así como el estado del SENI en régimen dinámico

(transitorios rápidos) cuando se considera el proyecto solar en servicio, con lo cual estamos de acuerdo.

2.4 Escenarios planteados en el análisis de régimen estacionario

El análisis presentado se efectúa, según el promotor del proyecto, en los escenarios de demanda media y mínima para el año 2025 (de acuerdo a lo proyectado en el informe “*Programa De Operación De Largo Plazo De Organismo Coordinador del SENI 2023-2026*” elaborado por el Organismo Coordinador del SENI).

Se consideraron perturbaciones del tipo n-1 en las redes de la zona bajo estudio. Se analizan las fallas trifásicas y monofásicas en todas las barras del sistema, pero solo se muestran en tablas los resultados de corrientes de cortocircuito en barras asociadas a la zona de influencia del proyecto y nodos que representan las distintas zonas eléctricas del SENI.

2.5 Escenarios planteados en análisis de régimen transitorio

Acorde a lo establecido, en este estudio se pretende prevenir el comportamiento dinámico del SENI a partir del análisis de las oscilaciones en la frecuencia, voltajes y ángulos de los rotores de las máquinas sincrónicas de la zona tras eventos asociados a la entrada en servicio del Parque Solar Sunfarming Food & Energy inyectando una potencia máxima de 50 MW. A continuación, se presentan las perturbaciones analizadas en el estudio presentado considerando escenarios de demanda valle y media cuando se conecta la nueva central fotovoltaica a las redes del SENI y despacho de las centrales de generación evaluadas en el estudio de régimen estacionario:

- A. Desconexión no programada de la turbina de gas de la central AES Andrés - demanda valle y media.
 - “*Se desconectan del sistema unos 193 MW provocando desvíos considerables en la frecuencia del sistema*”.
- B. Desconexión no programada de la carga SE Los Prados - demanda valle y media.
- C. Desconexión no programada de la nueva central de generación PSF Sunfarming - demanda valle y media.
 - “*Se desconectan del sistema unos 10 MW para demanda mínima y 50 MW para la demanda media provocando desvíos en la frecuencia del sistema. Resalta que los*

resultados a presentar serán solo para los casos A y B, en los que se considera la nueva central ya en servicio”.

- La ocurrencia del evento es al segundo uno (1) luego de iniciada la simulación, por lo cual los tiempos que se mencionan en el análisis de los resultados son a partir del inicio de la simulación y no del momento de ocurrencia del evento.

Adicionalmente, el promotor del proyecto considera un Caso Base en las perturbaciones con el fin de observar el comportamiento del sistema antes de la puesta en servicio del proyecto Parque Solar Sunfarming Food & Energy, con lo cual estamos de acuerdo.

2.6 Resultados expuestos por el solicitante

2.6.1 Resultados de estudios en régimen estacionario

A continuación, se presentan los resultados de carga en las líneas de transmisión 138 kV monitoreadas, y, además, los voltajes resultantes en las barras de las subestaciones para cada uno de los casos analizados (demanda media y mínima).

Tabla 2. Perfiles de tensión y nivel de carga en los elementos monitoreados zona Sur 138 kV

Caso	Parámetros	Demandas valle	Demandas media
Base	Mayor nivel cargabilidad [%]	57.0% (138 kV Palamara - Valdesia)	82.0% (138 kV Pizarrete - Julio Sauri)
	Perfil de tensión [p.u.]	0.96 - 1.01	0.98 - 1.05
A	Mayor nivel cargabilidad [%]	57.7% (138 kV Pizarrete - Julio Sauri)	81.9% (138 kV Pizarrete - Julio Sauri)
	Perfil de tensión [p.u.]	0.96 - 1.00	0.98 - 1.05
B	Mayor nivel cargabilidad [%]	57.7% (138 kV Palamara - Valdesia)	83.3% (138 kV Pizarrete - Julio Sauri)
	Perfil de tensión [p.u.]	0.96 - 1.00	0.97 - 1.03

Resultados del análisis de contingencias:

Los cálculos de análisis de contingencias son realizados en la zona de impacto donde estará instalado el Parque Solar Sunfarming Food & Energy. Se indica que las contingencias analizadas

fueron elegidas considerando elementos críticos y cuyo nivel de carga está asociado a la entrada en servicio del parque de generación analizado. Los resultados son analizados para descubrir la ocurrencia de alguna violación o vulnerabilidad de la operación por la interconexión del parque.

Según lo establecido por el promotor del proyecto, “*el análisis de la contingencia se efectúa para las siguientes condiciones*”:

- i. Demanda media del año 2025, para el caso A
- ii. Demanda media del año 2025, para el caso B
- iii. Potencia efectiva de todas las centrales de generación de acuerdo a la información del
- iv. OC SENI.
- v. Reserva rotante mínima de 3-5% para regulación primaria y secundaria de frecuencia.
- vi. Límites térmicos de la transmisión en condiciones ambientales de cada zona.

En cuanto a las contingencias (n-1) analizadas en las simulaciones para la interconexión al SENI del Parque Solar Sunfarming Food & Energy, el promotor del proyecto propone las siguientes:

- **Caso 1:** salida de una terna de la LT 138 kV Pizarrete – Julio Sauri.
- **Caso 2:** salida de una terna de la LT 138 kV Valdesia – Palamara/SCN – Palamara.
- **Caso 3:** salida de una terna de la LT 138 kV Peravia – Punta Catalina.

A continuación, se mostrará un resumen de los resultados del análisis de contingencias presentados por el promotor del proyecto:

Tabla 3. Análisis de contingencia Casos de estudio: demanda valle y media- zona Sur 138 kV

Escenarios		Demanda media		
Caso	Parámetros	C1	C2	C3
Base	Mayor nivel cargabilidad [%]	142.41% (138 kV Pizarrete – Valdesia)	130.19% (138 kV Valdesia – SCN)	81.96% (138 kV Pizarrete – Julio Sauri)
	Perfil de tensión [p.u.]	0.98-1.08	0.98-1.06	0.98-1.05

Caso	Parámetros	Escenarios			Demanda media
		C1	C2	C3	
A	Mayor nivel cargabilidad [%]	142.23% (138 kV Pizarrete – Valdesia)	130.09% (138 kV Valdesia – SCN)	81.88% (138 kV Pizarrete – Julio Sauri)	
	Perfil de tensión [p.u.]	0.98-1.08	0.98-1.06	0.98-1.05	
B	Mayor nivel cargabilidad [%]	145.43% (138 kV Valdesia – Palamara)	136.56% (138 kV Valdesia – SCN)	83.1% (138 kV Pizarrete – Julio Sauri)	
	Perfil de tensión [p.u.]	0.98-1.05	0.98-1.03	0.98-1.03	

Durante el análisis de contingencia en demanda media se tiene que:

- El máximo nivel de cargabilidad ante (contingencia tipo N-1) para el **Caso Base** es de **142.41%**, **141.95%** y **141.60%** correspondiente a las LL.T. 138 kV Pizarrete – Valdesia, Valdesia – Palamara y Valdesia – SCN ante la salida de una terna de la **C1** - LT 138 kV Pizarrete – Julio Sauri. Ante la ocurrencia de la **C2** - LT 138 kV Valdesia – Palamara/SCN – Palamara, se presenta sobrecarga de un **130.19%** en la LT 138 kV Valdesia – SCN. Los perfiles de tensión alcanzan valores muy por encima por lo que no se mantienen dentro del intervalo de valores admisibles en la normativa vigente +-5%.
- El máximo nivel de cargabilidad ante (contingencia tipo N-1) para el **Caso A** es de **142.23%**, **141.77%** y **141.42%** correspondiente a las LL.T. 138 kV Pizarrete – Valdesia, Valdesia – Palamara y Valdesia – SCN ante la salida de una terna de la **C1** - LT 138 kV Pizarrete – Julio Sauri. Ante la ocurrencia de la **C2** - LT 138 kV Valdesia – Palamara/SCN – Palamara, se presenta sobrecarga de un **130.09%** en la LT 138 kV Valdesia – SCN. Los perfiles de tensión alcanzan valores muy por encima por lo que no se mantienen dentro del intervalo de valores admisibles en la normativa vigente +-5%.
- El máximo nivel de cargabilidad ante (contingencia tipo N-1) para el **Caso B** es de **145.43%** **145.08%** y **140.59%** correspondiente a las LL.T. 138 kV Valdesia – Palamara, Valdesia – SCN y Pizarrete – Valdesia ante la salida de una terna de la **C1** - LT 138 kV Pizarrete – Julio Sauri. Ante la ocurrencia



de la C2 - LT 138 kV Valdesia – Palamara/SCN – Palamara, se presenta sobrecarga de un **136.56%** en la LT 138 kV Valdesia – SCN. Los perfiles de tensión se mantienen dentro del intervalo de valores admisibles en la normativa vigente +5%.

Análisis de Resultados:

La interconexión y puesta en servicio del nuevo proyecto de generación parque Fotovoltaico Sunfarming con capacidad de 50 MW no afecta el buen y correcto funcionamiento del sistema eléctrico dominicano (bajo las consideraciones de nuevas topologías de red definidas para el análisis de interconexión del nuevo parque fotovoltaico), no se observan problemas de congestión o de voltajes asociados a su puesta en servicio.

En cuanto a los niveles de voltaje, las simulaciones han demostrado que los perfiles de tensión se mantienen operando dentro de los rangos especificados en la normativa vigente de la República Dominicana aun cuando se consideran escenarios de operación bajo condiciones especiales.

Desde un punto de vista de régimen estacionario, es posible afirmar que el desarrollo y puesta en marcha del nuevo parque Fotovoltaico Sunfarming es una opción viable para mejora y actualización del mix de generación del SENI y que el mismo no afectará el buen y correcto funcionamiento del sistema durante su operación en tiempo real y bajo condiciones normales de operación siempre y cuando se hayan desarrollado las obras de expansión de la transmisión en la zona sur. Resalta que, aunque en los resultados se han observado elementos en sobrecarga en la zona sur, la puesta en servicio de este proyecto bajo las consideraciones planteadas no afecta las redes involucradas ya que el promotor propone conectar el proyecto a la red 345 kV a través de un nuevo transformador en la SE Punta Catalina.

Respecto al análisis de contingencias indica que, en el Caso Base (sin la interconexión del proyecto bajo análisis) se verifica que los niveles de sobrecarga (en las redes que se sobrecargan) son muy similares a los obtenidos con la interconexión del proyecto, con lo que es posible afirmar que estas sobrecargas no son producto de la puesta en servicio del nuevo parque fotovoltaico.

Resultados del análisis de cortocircuito:

Con este estudio se pretende ver como varia el nivel de corriente de cortocircuito con la interconexión del parque solar bajo estudio. El criterio utilizado para el cálculo de cortocircuito por el promotor del proyecto se basa en lo siguiente:

- *"Se realizan cálculos de valores de cortocircuito mediante simulaciones por computador aplicando la norma IEC 60909. Una vez obtenidos los nuevos valores esperados tras la interconexión del proyecto".*
- Además, el promotor establece que se tomó como base de estudio los casos A y B.

En el estudio se consideraron los valores de corriente pico (I_p), corriente sub-transitoria inicial de cortocircuito (I_{kss}) y la potencia sub-transitoria (S_{kss}).

A continuación, presentamos un resumen de los resultados de falla para las principales subestaciones cercanas al proyecto bajo estudio durante el escenario de demanda media dado que no fueron mostrados en tablas los resultados correspondientes a los escenarios de operación en demanda valle con lo cual estamos en desacuerdo.

Tabla 4. Resumen de resultados de cortocircuito trifásico y monofásico en demanda media

Caso	Parámetros	Cortocircuito	
		Trifásico (3Φ)	monofásico (1Φ)
Base	Mínima/Máxima corriente pico (I_p) – kA	8.0/61.5	5.4/70.1
	Mínima/Máxima corriente inicial (I_{kss}) – kA	3.3/22.3	2.2/25.4
	Mínima/Máxima Potencia aparente subtransitoria (S_{kss}) – MVA	390.5/5,335.6	87.3/2,026.9
A	Mínima/Máxima corriente pico (I_p) – kA	8.0/61.5	5.4/70.1
	Mínima/Máxima corriente inicial (I_{kss}) – kA	3.3/22.3	2.2/25.4
	Mínima/Máxima Potencia aparente subtransitoria (S_{kss}) – MVA	390.5/5,335.6	87.3/2,026.9
B	Mínima/Máxima corriente pico (I_p) – kA	8.0/63.0	5.4/72.1
	Mínima/Máxima corriente inicial (I_{kss}) – kA	3.3/22.9	2.2/26.2
	Mínima/Máxima Potencia aparente subtransitoria (S_{kss}) – MVA	391.5/5,477.5	87.5/2,089.8

2.6.2 Resultados de estudio en régimen transitorio

Caso #01

- **Demand valle:**

Tras la ocurrencia del fenómeno 1 y el nuevo parque de generación fotovoltaica inyectando 10 MW al SENI (Casos A y B), “el valor nadir observado es 59.54 Hz a los 6.04 segundos para el Caso Base mientras que en los demás casos el valor mínimo observado es de 59.48 Hz el cual ocurre a los 7.63 segundos luego de la ocurrencia del evento. De igual forma, se observa que luego de alcanzar este valor mínimo la variable tiende a recuperarse sin necesidad de activar el EDAC del SENI. El momento de recuperación de esta variable se alcanza próximo al segundo 27 de la simulación alcanzando unos 59.75 Hz”.

En cuanto a los perfiles de voltaje, “se puede observar que entre el caso base y los demás casos no existen variaciones en cuanto a la amplitud de la señal. En cuanto a su comportamiento luego de la ocurrencia del evento antes descrito, se observan similitudes que permiten afirmar que la participación de la nueva central en las dinámicas del sistema no alteran su comportamiento inicial”.

“Por su parte, los generadores monitoreados muestran un transitorio tanto de potencia activa como reactiva que se mitiga muy rápido en el tiempo y alcanza un valor en régimen estacionario con valores no muy lejanos a su valor de prefalla”.

- **Demand media:**

Tras la ocurrencia del fenómeno 1, “la frecuencia del sistema tiende a decaer alcanzando un mínimo de 59.16 Hz en todos los casos analizados. Estos valores de la frecuencia en conjunto con la rapidez del cambio en la misma variable son suficientes para activar el sistema de protección para la recuperación de la frecuencia, con lo cual afecta el servicio a los usuarios del sistema en unos 121 MW. Al final de la simulación se observa que en todos los casos se alcanza los 60.23 Hz y con tendencias a la recuperación”.

En cuanto a los perfiles de voltaje, “se observan similitudes en su comportamiento dinámico con la diferencia de que en el caso base surgen pequeñas variaciones en forma de oscilaciones que no se observan en el resto de casos. Luego de la ocurrencia de la desconexión no programada se observa como el voltaje en las principales subestaciones de la zona sur tiende a reducirse con saltos de aproximadamente 1 punto por debajo del valor de pre-falla, pero manteniéndose dentro del rango establecido en la normativa vigente para este tipo de condiciones operativas”.

“Los ángulos rotóricos de las maquinas síncronas ubicadas tanto en el centro como en el Este del país, en los cuales se concentra el despacho térmico en este estudio, muestran que se mantiene la estabilidad de ángulo del sistema. El comportamiento muestra cómo, luego de algunos transitorios, el sistema vuelve a recuperarse sin mayores dificultades”.

Caso #02

- **Demanda valle:**

Tras la ocurrencia del fenómeno 2, *“la frecuencia se incrementa rápidamente hasta llegar a los 60.22 Hz en el caso Base y 60.25 Hz en los demás casos para luego decaer con una rampa suavizada buscando su valor de prefalla. A los 28 segundos luego de ocurrido el evento dicha curva se mantiene entre los 60.13 y 60.16 Hz y con igual tendencia”.*

En cuanto los niveles de voltaje, *“en todo el sistema se muestra un incremento moderado en el módulo de esta variable debido a los desbalances de potencia reactiva que surgen producto las actividades y accionamientos de los sistemas de control provocados por el disparo la carga en cuestión. Cabe resaltar que a pesar del salto incremental de estas variables, todas se mantienen operando dentro de los valores establecidos en la normativa vigente”.*

No se mostraron los resultados de los ángulos rotóricos de las maquinas síncronas ante la ocurrencia del evento.

- **Demanda media:**

Tras la ocurrencia del fenómeno 2, *“para todos los casos analizados la desconexión no programada de la carga de SE Los Prados provoca incrementos en la frecuencia del sistema que alcanzan los 60.47 Hz en todos los casos analizados y con tendencias a mantenerse en valores que no superan los 60.38 Hz en el corto plazo. En todos los casos se observa una tendencia similar hacia los valores de prefalla, el posterior accionamiento del AGC debe corregir el error en frecuencia observado, aunque su actuación no se observa en las simulaciones debido a que su constante de actuación es superior al tiempo de simulación”.*

En cuanto los niveles de voltaje, *“se producen incrementos de los módulos, aunque se mantienen en niveles de operación adecuados y con las condiciones de estabilidad esperadas”.*

“En cuanto a los generadores que están conectados al sistema al momento de la ocurrencia de la perturbación, se observa que todas las variables monitoreadas, potencia activa, reactiva y ángulo interno

del rotor, se mantienen operando de forma estable y cercana a sus valores de prefalla, aunque con variaciones moderadas debido al accionamiento del sistema de control para recuperar la frecuencia del sistema".

Caso #03

- **Demanda valle:**

Tras la ocurrencia del fenómeno 3, "se puede observar que luego de un transitorio en el que se alcanza un pico de 60.40 Hz en el peor de los casos (Caso A), la variable alcanza un valor nadir de 59.89 Hz aproximadamente a los 16 segundos luego de ocurrido el evento. Además, se observa una tendencia a la recuperación en el corto plazo con lo cual se alcanza una frecuencia de 59.92 Hz a los 28 segundos y tendente su valor de prefalla. En cuanto al EDAC, se observa que el disparo de la central en cuestión no ha activado el primer escalón, lo cual demuestra que la salida no programada de la nueva central fotovoltaica no compromete la continuidad de servicio a través de las redes de alta tensión".

En cuanto a los perfiles de voltaje, "en todos los casos la magnitud de voltaje en las barras monitoreadas tiende a cero presentando un hueco de tensión típico de este tipo de fenómeno. El efecto en diversos puntos del sistema es más o menos pronunciado según la impedancia que separa el punto medido del punto de falla. Luego de despejado el evento, se observan pequeños transitorios que se amortiguan rápidamente hasta alcanzar un nuevo valor de régimen permanente".

"Por su parte, los generadores monitoreados muestran un transitorio tanto de potencia activa como reactiva que se mitiga muy rápido en el tiempo y alcanza un valor en régimen estacionario con valores no muy lejanos a su valor de prefalla".

- **Demanda media:**

"La frecuencia del sistema, luego de un pico transitorio producto del propio cortocircuito, tiende a decaer de forma suavizada alcanzando un mínimo de 59.19 Hz tanto en el caso A como en el caso B. Luego de alcanzar sus valores mínimos, se observa que la frecuencia tiende a alcanzar su valor de prefalla mostrando oscilaciones de baja frecuencia que se mitigan en el corto plazo. Al final de la simulación se obtienen valores de frecuencia que rondan los 60.41 Hz, aunque en este punto aún no se alcanza un nuevo régimen permanente".

En cuanto a los niveles de voltaje, “se observan similitudes en su comportamiento dinámico en cuanto a huecos de voltaje y recuperación de la variable luego de despejada la falla. Luego de la ocurrencia de la desconexión no programada se observa como el voltaje en las principales subestaciones de la zona sur tiende a incrementarse ligeramente respecto a su valor de prefalla debido a los nuevos balances de potencia reactiva a los que se ha llegado”.

“Los ángulos rotóricos de las máquinas síncronas ubicadas tanto en el centro como en el Este del país, en los cuales se concentra el despacho térmico en este estudio, muestran que se mantiene la estabilidad de ángulo del sistema. El comportamiento muestra cómo, luego de algunos transitorios, el sistema vuelve a recuperarse sin mayores dificultades”.

3. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

3.1 Conclusiones realizadas por el solicitante

A partir de los estudios realizados es posible concluir lo siguiente:

Conclusiones Del Análisis En Régimen Estacionario

- Bajo las condiciones analizadas, y desde un punto de vista técnico, los puntos de interconexión analizados son aptos para la interconexión del nuevo parque fotovoltaico y bajo los escenarios de red previstos al 2025.
- En condición normal de operación, la participación del nuevo parque de generación solar no supone la aparición de valores anormales de las variables asociadas a la operación del sistema.
- La puesta en servicio del nuevo parque de generación y los elementos asociados a esta no suponen el incremento de las pérdidas del sistema en relación al caso Base.
- Para los casos de estudio evaluados y ante la ocurrencia de todas las contingencias evaluadas, la puesta en servicio de la nueva central de generación no provoca sobrecargas ni problemas en el perfil de voltaje de los elementos asociados al área de puesta en servicio de la nueva central, aunque si se verifican sobrecargas en todos los casos de estudio.
- El perfil de voltaje se mantiene dentro de los parámetros establecidos en la normativa vigente para la correcta operación del sistema antes y después de la puesta en servicio del parque fotovoltaico Sunfarming.

- En cuanto a los aportes de cortocircuito, se ha observado que el nuevo parque de generación no participa tan activamente en el aporte a las corrientes de cortocircuito por lo cual todos los elementos de desconexión activados actualmente deben ser suficientes para mantener los criterios de seguridad operativa. No obstante, y partiendo de lo visualizado en el Caso B (donde se verifica un ligero incremento en las corrientes de cortocircuito) se recomienda a la entidad encargada del mantenimiento e ingeniería del sistema validar los datos en cuestión.

Conclusiones del Análisis en Régimen Dinámico

- La ocurrencia de fenómenos transitorios tales como cortocircuitos trifásicos francos en la barra del proyecto que se analiza no presenta (de forma general) problemas de estabilidad en el SENI.
- La desconexión repentina de elementos de generación, como es el caso de la unidad turbo gas de la central AES Andrés, no provoca cambios considerables entre el caso Base y los casos que consideran la interconexión de la nueva central.
- Luego de conectar el proyecto, se observa que el comportamiento del perfil de voltaje se mantiene similar o mejor que antes de la interconexión del mismo.
- La inyección de energía en cualquiera de los puntos propuestos no compromete la seguridad del SENI considerando como caso extremo la desconexión total de la nueva central debido a un cortocircuito en su punto de interconexión.
- Con el aporte a la regulación de frecuencia de los generadores sincrónicos, la salida del parque fotovoltaico PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO SUNFARMING no compromete la estabilidad del sistema ya que la frecuencia varía con la perturbación, pero tiende a amortiguarse después de esta.
- Es posible interconectar el proyecto PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO SUNFARMING en el punto propuesto sin que se afecte de forma negativa la estabilidad del sistema.



3.2 Conclusiones realizadas por la ETED

Después de haber revisado el estudio correspondiente, y bajo las condiciones de despacho de generación, carga y topología de red analizadas para la interconexión al SENI del **Parque Solar Sunfarming Food & Energy**, podemos concluir lo siguiente:

- **Análisis en estado estacionario:**

- Tomadas en cuenta las condiciones para la interconexión del proyecto “Parque Solar Sunfarming Food & Energy”, se observa que no existen problemas de sobrecarga en cuanto a los flujos de potencia en las redes de incidencia (reconfiguración zona sur) del proyecto en cuestión bajo condiciones normales de operación y considerando escenarios de demanda valle y media respectivamente.
- Respecto a los perfiles de tensión en las barras monitoreadas se observó que se encuentran dentro del límite establecido en la normativa vigente +-5% para los distintos escenarios de demanda analizados (valle y media).
- En cuanto al análisis de contingencias se observó lo siguiente:
 - Estamos de acuerdo con las contingencias (n-1) mostradas y simuladas, dado que se desprecia el impacto de dicho parque en otras zonas del SENI, debido a la no influencia sobre estos.
 - Durante el escenario de operación en demanda media, al considerar los Caso de Estudio A y B, se observaron sobrecargas en los elementos de enlace de la zona sur 138 kV ante la ocurrencia de las contingencias C1 y C2 respectivamente, no obstante, dichas sobrecargas se presentan antes de la interconexión del proyecto en cuestión tal como se refleja en el Caso Base.
- Asimismo, en cuanto a los perfiles de tensión en las barras monitoreados se observó que:
 - Los Casos de Estudio Base y A, arrojaron resultados que reflejan sobretensiones de hasta 1.08 p.u. en barras de generación adyacentes al proyecto para los distintos escenarios de demanda analizados por lo que el promotor del proyecto no consideró el ajuste correspondiente para mantener los niveles de tensión regulados a través de los mecanismos de operación correspondientes para estos fines.





- Sin embargo, el Caso de Estudio B arrojó resultados que indican que los niveles de tensión se encuentran dentro del límite establecido en la normativa vigente +-5%.
- Durante el análisis de cortocircuitos trifásico y monofásico se pudo observar que la interconexión del proyecto no aporta a los cálculos de los niveles de cortocircuito para las magnitudes de los parámetros monitoreados en las barras de incidencia analizadas.

- **Análisis en estado transitorio:**

Ante los eventos simulados en los distintos escenarios de demanda se identificó lo siguiente:

- **Evento 1:** Desconexión no programada de la turbina de gas de la central AES Andrés - demanda valle y media.
 - Durante el escenario de operación en demanda valle, la frecuencia eléctrica del sistema presenta una lenta recuperación tras la ocurrencia del evento simulado alcanzando un valor de 59.75 Hz aproximadamente a los 28 segundos de simulación. Los perfiles de tensión para todos los casos (incluido el Caso Base) no se encuentran dentro del intervalo de valores admisibles en la normativa vigente +-5%, en específico, las SS. EE. 138 kV Cruce de Cabral 2 y Pizarrete, sin embargo, estos nodos no se ven influenciados directamente por la interconexión del proyecto en cuestión.
 - Durante el escenario de operación en demanda media, se observó la necesidad de la activación del sistema/esquema de deslastre automático de carga (EDAC) siendo necesario deslastrar 121 MW, y al final de la simulación se observa que en todos los casos se alcanza los 60.23 Hz y con tendencias a la recuperación.
 - No se mostraron los gráficos resultantes durante el monitoreo de los ángulos del rotor de los generadores monitoreados tanto en el escenario de demanda valle como de media.
- **Evento 2:** Desconexión no programada de la carga SE Los Prados - demanda valle y media.
 - Durante el escenario de operación en demanda media, la frecuencia del sistema alcanza los 60.47 Hz en todos casos analizados y con tendencias a mantenerse en valores que no superan los 60.38 Hz en el corto plazo. Cabe destacar que la tendencia a la recuperación es lenta luego de transcurrido 30s de simulación.

- Por tanto, la frecuencia del sistema no se encuentra dentro de lo permisible en la normativa vigente la cual establece que:

"Art. 150: La frecuencia nominal en los sistemas eléctricos de corriente alterna, en lo que se efectúen suministros de servicio público, será 60 Hz. Las condiciones técnicas para regular la frecuencia en dichos sistemas deberán ser tales, que la frecuencia del sistema eléctrico permanezca dentro de los siguientes rangos":

- 59.85 Hz a 60.15 Hz durante el 99.0% del tiempo
- 59.75 Hz a 60.25 Hz durante el 99.8% del tiempo

- No se mostraron los gráficos resultantes durante el monitoreo de los ángulos del rotor de los generadores monitoreados tanto en el escenario de demanda valle como de media.

- **Evento 3:** Desconexión no programada de la nueva central de generación PSF Sunfarming - demanda valle y media.

- Durante el escenario de operación en demanda media, la frecuencia eléctrica del sistema presenta una recuperación lenta tras la ocurrencia del evento mostrando un comportamiento que permite observar una tendencia hacia los valores de prefalla.
- Por tanto, la frecuencia del sistema no se encuentra dentro de lo permisible en la normativa vigente la cual establece que:

"Art. 150: La frecuencia nominal en los sistemas eléctricos de corriente alterna, en lo que se efectúen suministros de servicio público, será 60 Hz. Las condiciones técnicas para regular la frecuencia en dichos sistemas deberán ser tales, que la frecuencia del sistema eléctrico permanezca dentro de los siguientes rangos":

- 59.85 Hz a 60.15 Hz durante el 99.0% del tiempo
- 59.75 Hz a 60.25 Hz durante el 99.8% del tiempo

- No se mostraron los gráficos resultantes durante el monitoreo de los ángulos del rotor de los generadores monitoreados tanto en el escenario de demanda valle como de media.

Tomando en consideración lo antes expuesto, **se recomienda revalidar la “Certificación de No Objeción al Punto de Interconexión” a la empresa SUNFARMING DOM REP INVEST, S.R.L.**, interesada en interconectar al SENI un nuevo parque de generación solar (fuente primaria de energía) denominado **Parque Solar**

Sunfarming Food & Energy, con una capacidad de hasta 59.696 MWp (50 MWn) a ser localizado en la Región Sur, Paraje Cerro Gordo, sección Monte Andrés, municipio Baní, Provincia Peravia, República Dominicana. Dicha revalidación está sujeta a las siguientes condiciones:

El punto de interconexión del proyecto a las redes de AT del SENI será la barra 138 kV del parque fotovoltaico Peravia Solar I y II a través de la construcción de un tramo de L.T. de aproximadamente 4.5 km de longitud, doble circuito y 2 conductores por fase, Darién 559.5 MCM AAAC. De manera opcional, se aprueba como punto de interconexión la barra 138 kV de la subestación Calabaza, a través de una red en media tensión (transformador 138/34.5 kV) con un sistema de medición comercial (SMC) independiente.

A continuación, en la siguiente **Ilustración 5** se muestra el diagrama de interconexión correspondiente.

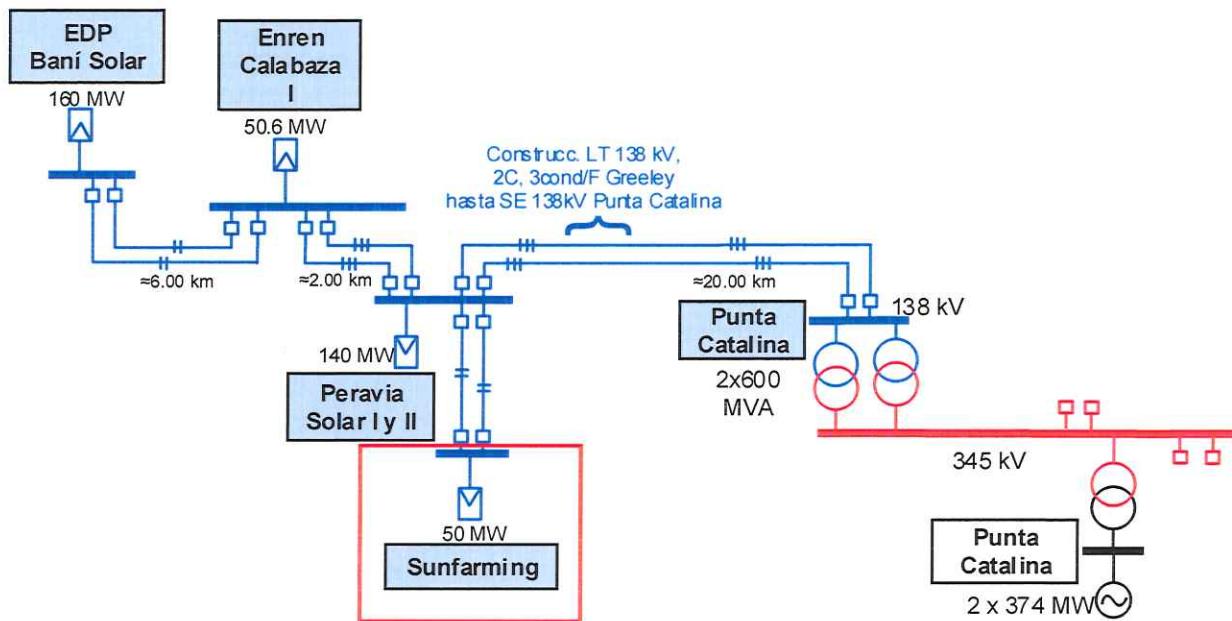
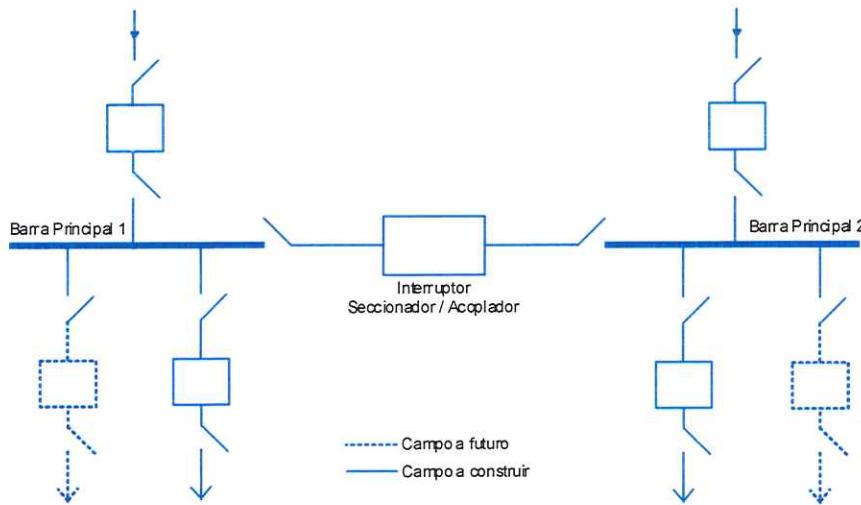


Ilustración 5. Diagrama de interconexión al SENI del proyecto PSF Sunfarming Food & Energy (50 MW).

- Con el fin de asegurar el correcto y buen funcionamiento del SENI, la entrada en servicio de este proyecto está sujeta a la puesta en operación de la **reconfiguración 138 kV de las redes de la zona sur** la cual establece la ampliación de la SE 138 kV Punta Catalina y, además, la línea de transmisión 138 kV Calabaza – Punta Catalina.

- La validez de la emisión de la certificación de no objeción **está sujeta a la firma del acuerdo tipo compromiso entre el solicitante y la ETED** para el cumplimiento de las exigencias y condiciones de interconexión establecidas por la ETED para hacer posible el acceso a la red de alta tensión para la evacuación de energía del proyecto en cuestión.
- El promotor del proyecto debe realizar los acercamientos de lugar a fin de que la firma del contrato no exceda los **45 días laborables**. En caso de que el acuerdo **no sea firmado en el tiempo estipulado** por razones imputables al promotor del proyecto la presente **no objeción caduca de manera automática**.
- La Certificación de No Objeción al Punto de Interconexión tendrá una validez de **06 meses** contados a partir de su fecha de emisión. Una vez vencido el plazo especificado habrá que verificar (mediante estudios eléctricos) que las nuevas condiciones operativas del SENI se mantienen adecuadas para el punto de interconexión solicitado.
- Esta Certificación de No Objeción al Punto de Interconexión es válida para la interconexión de una primera etapa con una capacidad de **50 MWn**.
- La configuración de la subestación de alta tensión (138 kV) debe ser **barra simple seccionada con interruptor** dejando espacio disponible para ampliación de dos campos de línea, los cuales deben tener instalados los seccionadores de barra y distribuidos uno en cada sección de barra, para uso exclusivo de la ETED. Respecto al punto de interconexión, es importante que el promotor del proyecto tome en cuenta al momento de diseño que la entrada de cada circuito debe realizarse en cada sección de barra de su subestación 138 kV, tal como se muestra en la siguiente ilustración. (Válido para la primera opción de interconexión).



- Asimismo, deben considerar los espacios necesarios en la caseta de control para los equipos adicionales que serán necesarios instalar para habilitar los campos de línea adicional (incluyendo gabinetes y baterías adicionales), (Valido para la primera opción de interconexión).
- Es responsabilidad del promotor del proyecto realizar las adecuaciones necesarias en la SE de interconexión para hacer posible la interconexión de su proyecto en dicho punto.
- La subestación del proyecto debe contar con casetas de control independientes para la monitorización por parte de la ETED y el parque de generación. Además, deben considerar la instalación de un tablero de control (dispositivo tipo transfer automático) con el objetivo de tener una alimentación de respaldo para ambas casetas de control desde la caseta opuesta. La caseta concerniente a la ETED debe ser construida en el terreno delimitada a dicha entidad, (Válido para la primera opción de interconexión).
- La ETED se reserva el derecho para la aprobación de la no objeción a un punto de interconexión de futuras etapas del presente proyecto, la cual estará sujeta a la capacidad de la red y las condiciones del sistema al momento de realizar la solicitud.
- Dicho punto de interconexión está sujeto a las condiciones de la red al momento de la revisión de la solicitud en cuestión, por lo que se le informa que la ETED se reserva el derecho de modificar parcial o totalmente el punto de interconexión dependiendo de las condiciones que se presenten en el STN al momento revalidar el punto de acceso al SENI.
- La fuente de alimentación de los servicios auxiliares debe ser independiente a los de la planta generadora, aunque debe contar con un sistema de transferencia entre ambas casetas a modo de respaldo, (valido para la primera opción de interconexión).
- Es responsabilidad del promotor del proyecto diseñar y construir la nueva subestación propuesta para la interconexión del proyecto en cuestión.
- Es responsabilidad del promotor del proyecto construir el nuevo tramo de línea de transmisión necesario para la interconexión de la subestación del proyecto a las redes del SENI, por lo cual deben trazar la ruta definitiva, gestionar los permisos (tales como ambiental, municipal) y realizar los estudios de impacto ambiental de lugar (si aplica).
- Se debe considerar los resultados de la máxima corriente de cortocircuito calculada para el diseño del sistema de aterrizaje y selección de equipos de la subestación.
- La corriente nominal de la barra tendrá como mínimo 2,500 A o el valor recomendado por los estudios de flujo.



- El valor de la corriente interruptiva (cortocircuito) para seccionador e interruptores debe ser de 40 kA.
- La operación de los interruptores ante falla deberá ser como sigue:
 - Monopolar para campo de línea
 - Tripolar para campo de transformación.
- La selección de las protecciones será acorde a lo establecido por la “Guía de selección, ajustes y coordinación de las protecciones del SENI”, emitido por el OC.
- Según lo establecido en el Código de Conexión SIE-154-2024, El OC será responsable de verificar adecuadamente las distintas funciones y coordinación del sistema de protección.
- Los detalles mayores con respecto a las protecciones y telecomunicaciones deberán ser seleccionados a sugerencia de la de la ETED, para lo cual el promotor del proyecto deberá realizar las gestiones correspondientes a través de la Dirección de Ingeniería y Proyectos de la ETED.
- Las telecomunicaciones a instalar deben ser compatibles con las que se instalarán en la subestación donde se interconectará el Parque Solar Sunfarming Food & Energy.
- La nueva central deberá dar garantías de que puede recibir y suministrar las señales requeridas por el operador en tiempo real, a fin de mantener los parámetros de calidad energética establecidos en el artículo 150 y 149 de la Ley general de Electricidad No. 125-01.
- El diseño de la malla de puesta a tierra será acorde a lo establecido por la IEEE 80-2013. En caso de corte o relleno la medición de resistividad se debe realizar sobre el terreno mejorado.
- En caso de que el promotor del proyecto tenga en planes futuros realizar ampliaciones a su proyecto de generación, es necesario que considere que cada etapa del proyecto debe tener un transformador y sistema de medición comercial independientes instalados en el lado de alta de su transformador de potencia.
- En la mejora del terreno deben incluirse las ampliaciones futuras de la subestación y en caso de presentarse un terreno desnivelado (accidentado) se debe incluir dicha área. Es responsabilidad del promotor gestionar la tasación privada – derecho de pase -previo al inicio de construcción de la obra de transmisión.
- Respecto a la metodología de cálculo de las servidumbres correspondientes se tiene que:
 - Valor de servidumbre aérea (espacio aéreo)
 - a) Como precio unitario, se considera en los cálculos el 50% de la tasación.
 - b) Franja de 30 metros, 15 metros hacia ambos lados del eje de la línea.



- c) Se paga el 30% del precio fijado.
 - d) Para pagar un valor mayor deben pedir aprobación hasta el 100%, luego de este valor pueden tomar la decisión unilateralmente, pero la ETED no reconocerá adicionales.
 - o Valor de servidumbre de torres
 - e) Como precio unitario, se considera en los cálculos el 50% de la tasación.
 - f) Área de la torre 900 metros cuadrados.
 - g) Se paga el 100% del precio fijado.
 - h) Pueden tomar la decisión unilateralmente de pagar un valor mayor pero la ETED no reconocerá adicionales.
 - o Valor de servidumbre caminos de acceso libre.
 - i) 4 metros en caminos rectos
 - j) 5 metros en curvas
 - k) Pueden tomar la decisión unilateralmente de pagar un valor mayor pero la ETED no reconocerá adicionales.
 - o Valor de servidumbre caminos de acceso con afectación a cultivos
 - l) Solo de los daños agrícolas, estos están definidos en una tabla, que les haremos llegar más adelante.
 - m) Pueden tomar la decisión unilateralmente de pagar un valor mayor pero la ETED no reconocerá adicionales.
- Asimismo, es importante considerar que antes de iniciar con el proceso de derecho de pase deben contar con lo siguiente:
 - o Ruta aprobada por la ETED
 - o Tasación realizada según las indicaciones y aprobada por el área técnica correspondiente de la ETED.
 - Es responsabilidad del promotor gestionar la tasación privada – derecho de pase- previo al inicio de construcción de la obra de transmisión.

- Despues de la fecha de vencimiento, si el promotor del proyecto necesita revalidar la no objeción, deberá presentar para fines de evaluación:
 - Comunicación de la ETED donde se aprueba el diseño de la subestación para el proyecto Parque Solar Sunfarming Food & Energy.
 - Diseño del esquema de interconexión del Proyecto.
 - Certificación de avances en el cronograma de trabajo donde se muestre los tiempos asociados a la construcción y puesta en servicio de su proyecto.
- Para revalidar la certificación de no objeción a punto de interconexión el promotor del proyecto debe estar en capacidad de demostrar ante la ETED que se encuentran al menos en fase de diseño de la nueva subestación y la nueva línea de interconexión al SENI. En caso contrario, deberá presentar estudios eléctricos actualizados considerando las pautas trazadas por la ETED al momento de realizar dicha actualización.

Siguientes pasos para la interconexión del proyecto

- Aprobación de la ingeniería de diseño de la subestación¹
 - Como siguiente paso, el interesado deberá hacer una solicitud de aprobación de la ingeniería de la subestación del proyecto en cuestión, la cual será dirigida a la Dirección de Gestión Comercial (DGC). En cuanto a la **aprobación de ingeniería preliminar**, el promotor del proyecto deberá presentar los siguientes planos:

- Diagrama unifilar simplificado	- Movimiento de tierra
- Diagrama Unifilar con PC y M	- Verja
- Vista en planta dimensionada	- Casetas (incluir memoria técnica de cálculo estructural)
- Secciones	- Drenaje pluvial
- Levantamiento topográfico	
- Estudio de suelo	
 - Para la **etapa de aprobación de la ingeniería de diseño de la subestación con fines de construcción** se entregará de forma física un ejemplar de toda la documentación necesaria para la evaluación del

¹ INFORME: "INSTRUCTIVO PARA LA APROBACIÓN DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL SENI E INGENIERIA DE DISEÑO DE NUEVOS AGENTES DEL MERCADO" – ETED

diseño a someter. En el **Anexo 1** se encuentra detallado la lista de entrega de documentación para la **aprobación del diseño electromecánico y civil de la subestación eléctrica**.

- **Aprobación de la ingeniería de diseño de la línea de transmisión²**
 - Como siguiente paso, el interesado deberá hacer una solicitud de aprobación de la ingeniería de detalle de la línea de transmisión del proyecto en cuestión, la cual será dirigida a DGC. En cuanto a la **aprobación de ingeniería preliminar**, el promotor del proyecto deberá presentar los siguientes planos y memorias:

<ul style="list-style-type: none"> - Memoria técnica descriptiva del proyecto. - Plano con perfil y distribución de apoyos - Plano con vista en planta - Memoria de análisis estructural de los apoyos (esto es si hay torres o postes auto) 	soportables si los apoyos son madera esto no aplica).
	- Plano de montaje de los apoyos, ya sea torres o postes auto soportables.
 - Para la **etapa de aprobación de la ingeniería de diseño de la línea de transmisión** se entregará de forma física un ejemplar de toda la documentación necesaria para la evaluación del diseño a someter. En el **Anexo 2** se encuentra detallado la lista de entregables de documentación para la **aprobación del diseño electromecánico y civil de la línea de transmisión**.
- Una vez revisado que todos los diseños involucrados en el proyecto cuentan con las correcciones y aprobaciones de los departamentos correspondientes, el interesado deberá entregar 3 ejemplares en físico para sellado y firmado.
- Los interesados deberán contar con la aprobación de la etapa de diseño, emitida por la Dirección de Ingeniería y Proyectos de la ETED, para el inicio de los trabajos de instalación. El incumplimiento de esto queda a responsabilidad del interesado, quien correrá el riesgo de estar imposibilitado a conectarse al SENI mediante el ST.
- El cumplimiento con el “Código de Conexión” establecido por la SIE es requisito base para la interconexión del proyecto.
 - **Nota general 1:** la ETED se reserva el derecho de solicitar cualquier información que entienda necesaria para la revisión y/o aprobación del proyecto.

² INFORME: “INSTRUCTIVO PARA LA APROBACIÓN DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL SENI E INGENIERIA DE DISEÑO DE NUEVOS AGENTES DEL MERCADO” – ETED

SUNFARMING FOOD & ENERGY

- **Nota general 2:** todos los planos deben presentarse doblados a tamaño 8.5x11, en carpetas, con espacio para sellado por parte de la ETED y con los nombres definidos en el cajetín de datos según lo descrito en la lista anterior.
- **Nota general 3:** los planos deben estar clasificados según la oficina o departamento al que sean objeto de revisión y aprobación. No se aceptarán planos y memorias correspondientes a otros procesos o departamentos.
- El tiempo estimado de respuesta para la revisión y aprobación del diseño e ingeniería de la subestación, línea de transmisión y obras civiles es de hasta aproximadamente 4 meses cada etapa. El mismo está sujeto a los avances presentados por el promotor del proyecto en cuanto a las observaciones y/o correcciones correspondientes realizadas por parte de la ETED. Los procesos pueden ser solicitados de forma paralela.
- **Luego de la aprobación y sellado de los planos correspondientes por la ETED, y antes del inicio de la tramitación para la interconexión del proyecto según lo establecido en el Código de Conexión, el agente deberá presentar un Acuerdo de Responsabilidad Operativa** que debe considerar los siguientes aspectos según lo establecido en el Código de Conexión de la SIE (SIE-154-2024), Acápite CC3.1.2:
 - 1.- Instalaciones involucradas de cada agente.
 - 2.- Definición del límite físico (sección desconectable o retirable) entre las instalaciones de cada Agente.
 - 3.- Instalaciones de uso compartido.
 - 4.- Delimitación de responsabilidades por la operación y el mantenimiento.
 - 5.- Especificaciones técnicas de las instalaciones involucradas.
 - 6.- Condiciones para el acceso a las instalaciones de cada Agente.
 - 7.- Plazo de Vigencia.
- **Antes del inicio de la construcción y adquisición de estructuras de las nuevas obras de transmisión para la interconexión del proyecto el promotor deberá presentar el presupuesto preliminar asociado a las mismas a fin de ser validados por la ETED para los posibles repagos una vez puestas en servicio. Para esto, el interesado deberá contar con la aprobación de las ingenierías correspondientes por parte de la ETED.**
- Al momento de iniciar la construcción de los proyectos de alta tensión el interesado debe solicitar la supervisión de la ETED (es preciso que los diseños estén aprobados por la ETED). **Es importante**

Ave. Rómulo Betancourt #1228, Bella Vista, Santo Domingo, D.N. •
 Teléfono: 809-255-5555 • Telefax_ 809-255-5501 • www.eted.gov.do
 RNC. 4-30-06088-7 Apartado Postal 4751

señalar que la ETED se reserva el derecho de repago a obras y/o trabajos iniciados por el promotor del proyecto sin previa autorización y seguimiento correspondiente por parte de la ETED.

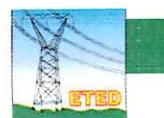
- Para solicitar a la ETED supervisión durante todo el proceso constructivo de las nuevas instalaciones a desarrollar, junto con la solicitud de servicio, el promotor del proyecto deberá presentar la siguiente documentación:
 - Certificación de No Objeción al Punto de Interconexión vigente.
 - Certificación de aprobación de la revisión de la ingeniería primaria electromecánica y civil para construcción de la subestación.
 - Certificación de aprobación de la revisión de la ingeniería primaria electromecánica y civil para construcción de la línea.
 - Certificación y permisos de medioambiente emitidos por el Ministerio de Medioambiente y Recursos Naturales.
 - Resolución de concesión definitiva emitida por la Comisión Nacional de Energía.
- El cliente debe cumplir con lo estipulado en el código de conexión (TRÁMITE A y C por parte del OC y TRÁMITE B y TRÁMITE D por parte de la SIE) y resolución SIE-154-2024 MEM, por lo que deben incluir en su cronograma de trabajo el cumplimiento de las actividades definidas en dichos reglamentos.
- Según lo establecido en el Código de Conexión de la SIE (SIE-154-2024), en su Acápite CC10 y Anexo 2A, las señales de SCADA que deberán entregar el agente de generación son:
 - **Mediciones**
 - Potencia activa por unidad generadora (Pb), según se indica a continuación:
 - a) Si la potencia bruta es medida, se calculará la potencia neta incluyendo las perdidas correspondientes
 - b) Si la potencia neta es medida, se calculará la potencia bruta incluyendo las perdidas correspondientes.
 - Voltaje (V) en barras de generación
 - Potencia reactiva por unidad generadora (Qb), según se indica a continuación:
 - a) Si la potencia bruta es medida, se calculará la potencia neta incluyendo las perdidas correspondientes.

- b) Si la potencia neta es medida, se calculará la potencia bruta incluyendo las perdidas correspondientes.
- Voltaje (V) en el Punto de Conexión con el Sistema de Transmisión o con el Sistema de Distribución.
- Frecuencia (f) en barras de sincronización.
- **Estados**
 - Posición (conectado – desconectado) de interruptores y seccionadores correspondientes
 - a:
 - a) Unidades generadoras, solo el interruptor
 - b) Transformadores elevadores, el interruptor y los seccionadores
 - Posición de conmutadores de tomas (“taps”) de transformadores con Load Taps Changer (LTC)
 - Contactos de Alarmas, correspondientes a:
 - a) Transformadores elevadores
 - b) Protección sobrecorriente lado de alta y lado de baja (arranque y disparo general)
 - c) Disparo general (Nivel, temperatura de aceite y devanado, buchholtz, falla cambiador de tomas, etc.)
 - Generales por subestación
 - a) a) Indicación de tensión DC (baja, Alta, falla cargador)
 - b) Falla general alimentación servicio de estación
- **Etapa de puesta en servicio³**
 - Para solicitar la interconexión al STN el promotor debe entregar a la ETED lo siguiente:
 - **Líneas de Transmisión:**
 - Informe de medición de puesta a Tierra.
 - Tabla estaqueo.
 - Plano como construido (Vista en planta y perfil)
 - Autorización Municipal.
 - Licencia ambiental.

³ INFORME: "INSTRUCTIVO PARA LA APROBACIÓN DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN AL SENI E INGENIERIA DE DISEÑO DE NUEVOS AGENTES DEL MERCADO" – ETED

SUNFARMING FOOD & ENERGY

- Contratos de servidumbre (derecho de paso adquirido).
- Autorización SIE.
- **Subestaciones:**
 - Contrato acuerdo de responsabilidad operativa.
 - Carta conformidad de la ETED (de SCADA, telecomunicaciones y protecciones).
 - Plano como construido (Vista en planta y perfil)
 - Contrato propiedad del terreno de la subestación.
 - Los planos detallados de los paneles: dimensiones, forma de montaje, detalle de alambrado entre elementos del panel, y entre elementos y borneras. Todos los elementos del panel deberán estar identificados tanto en el plano como en el propio equipo.
 - Dos (2) copias de los protocolos de pruebas de aceptación de los equipos principales de la subestación (interruptores, seccionadores, transformadores, equipos de protección y comunicación).
 - La descripción técnica y datos específicos del fabricante para todos los equipos aprobados en la etapa de aprobación del diseño de la construcción tanto de la línea como de la subestación: transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, pararrayos, transformadores de corriente, transformadores de tensión, medidores, relés, banco de baterías, cargador, aisladores, herrajes, postes, etc.
 - Los planos esquemáticos detallados de AC y DC. Estos planos deberán mostrar la numeración o códigos de todas las conexiones, incluyendo los colores de los cables y los puntos que corresponden a borneras.
- La documentación se entregará en una memoria USB contenido estos planos "como construido" en formato digital. Esta entrega debe realizarse al momento de solicitar presupuesto para la interconexión del proyecto.
- Se hará un re-chequeo de la malla de puesta a tierra revisando las conexiones de los equipos y de las estructuras, de las parrillas de operación, de la puesta a tierra de pararrayos y del cable de guarda. Se medirá la resistencia a tierra de la subestación, esta medición deberá estar acorde con los requerimientos de las normas reconocidas por la ETED para tales fines.

**SUNFARMING FOOD & ENERGY**

- El personal autorizado de la Gerencia Nacional de Control y Protecciones y de la Gerencia de Ejecución de Proyectos de la ETED realizarán los protocolos de pruebas de operación de los equipos de control, protección y medición de transformadores, interruptores, seccionadores, alarmas, etc.
- Se elaborarán los presupuestos de interconexión de la línea de transmisión y de la subestación luego de que las Gerencias involucradas emitan sus respectivos reportes de aceptación firmados por sus gerentes.
- Se autorizará la energización de la línea de transmisión, así como de la subestación, luego de que el interesado presente a LA DIRECCION DE INGENIERÍA Y PROYECTOS la autorización de la SIE para tales fines y se haya efectuado a la ETED el pago de los presupuestos de interconexión, y/o cualquier otro pago pendiente de cualquiera de las etapas anteriores.
- Debe ser de conocimiento del solicitante que, debido a las dinámicas del sistema, las condiciones de aprobación al punto de interconexión son exclusivas de esta certificación y pueden variar en futuras revalidaciones, aun teniendo concesión definitiva para el desarrollo del proyecto en cuestión. Asimismo, las consideraciones y condiciones especificadas en esta certificación de no objeción técnica al punto de interconexión se consideran de carácter indicativo, por lo que pueden variar aun sin necesidad de caducidad o revalidación de la certificación, pero notificando al promotor del proyecto.
- Una vez establecida la fecha de inicio de obra, el promotor del proyecto deberá solicitar la actualización de la certificación de no objeción al punto de interconexión para ratificar que las consideraciones establecidas para su interconexión se mantienen acorde a las condiciones del sistema según sus propias dinámicas y evolución.

4. OBSERVACIONES DE LA ETED

Producto de la visita técnica en campo realizada a los terrenos donde se desarrollará el proyecto en fecha 30/04/2025, se mostró la ubicación del parque y de la posible localización de la subestación eléctrica y, además, se indicó que se encuentran en fase de diseño de la ruta de la línea de transmisión y de la SEAT.

Asimismo, el promotor del proyecto indicó que el año de puesta en servicio es a finales del 2026 y que cuentan con el permiso y/o licencia medioambiental otorgada por el organismo competente y, además, tienen contemplado solicitar la adquisición de un contrato de compra-venta de energía (PPA) con la distribuidora EDESUR. A continuación, se muestran imágenes obtenidas que muestran el estado actual de dichos terrenos.

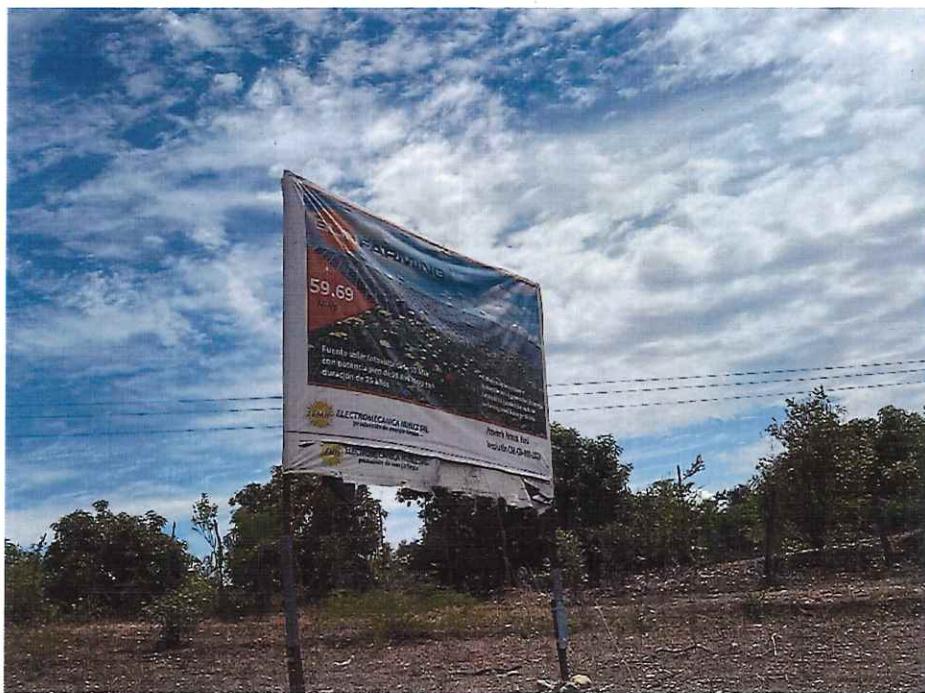


Ilustración 6. Terreno Parque Solar Sunfarming Food & Energy (1)

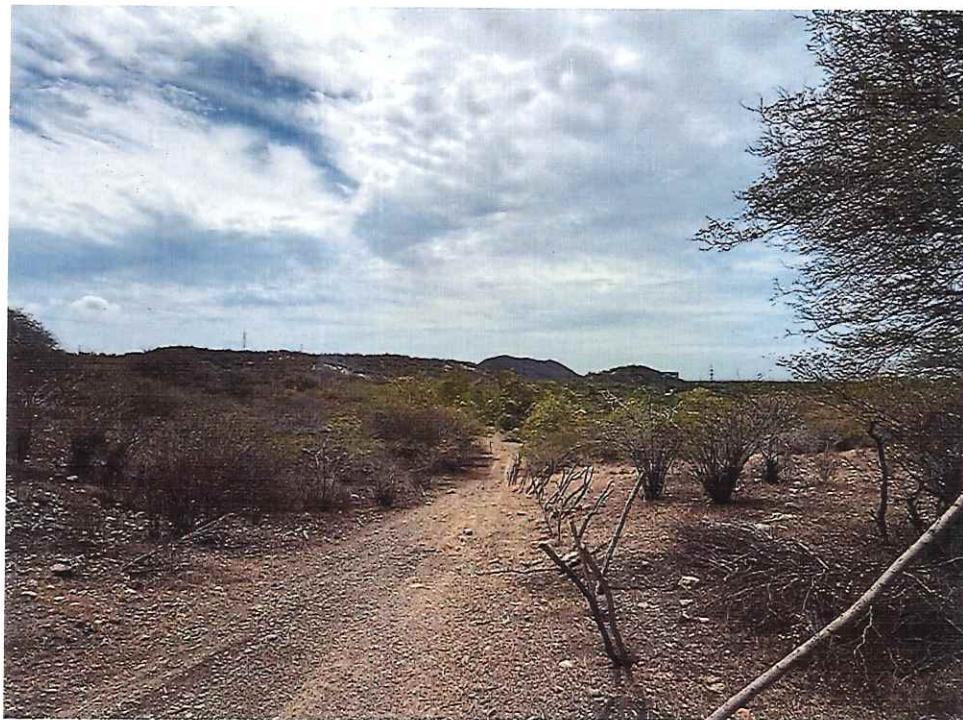
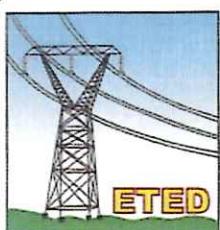


Ilustración 7. Terreno Parque Solar Sunfarming Food & Energy (2)



Ilustración 8. Terreno Parque Solar Sunfarming Food & Energy (3)

Ave. Rómulo Betancourt #1228, Bella Vista, Santo Domingo, D.N. •
Teléfono: 809-255-5555 • Telefax_ 809-255-5501 • www.eted.gov.do
RNC. 4-30-06088-7 Apartado Postal 4751

**Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana****DIRECCIÓN DE PROYECTOS****Gerencia de Planificación y Diseño****HOJA DE CAMPO**

Fecha: 30/4/25

Proyecto / Situación: PSF SunfarmingUbicación: Penovia, Barí

Ejecutante:

Se realizó una visita en campo en los terrenos donde se desarrollará el proyecto, donde se validó el terreno destinado a la subestación eléctrica. Se encuentra en proceso de diseño de la subestación y la SEAT y tiene contemplado un contrato PPA con la distribuidora EDENVER. El año de puesta en servicio es al 2026 y el PI propuesto a la SE del parque Penovia Solar. Los terrenos son propios.

Observaciones:

Queda pendiente hacer layout / Memoria del proyecto

Y Catálogo de ejecución del mismo.

Supervisor / Por ETED

Contratista / Interesado

Original: DP/ETED / 1ra. copia: Contratista / 2da. Archivo G.P.D.

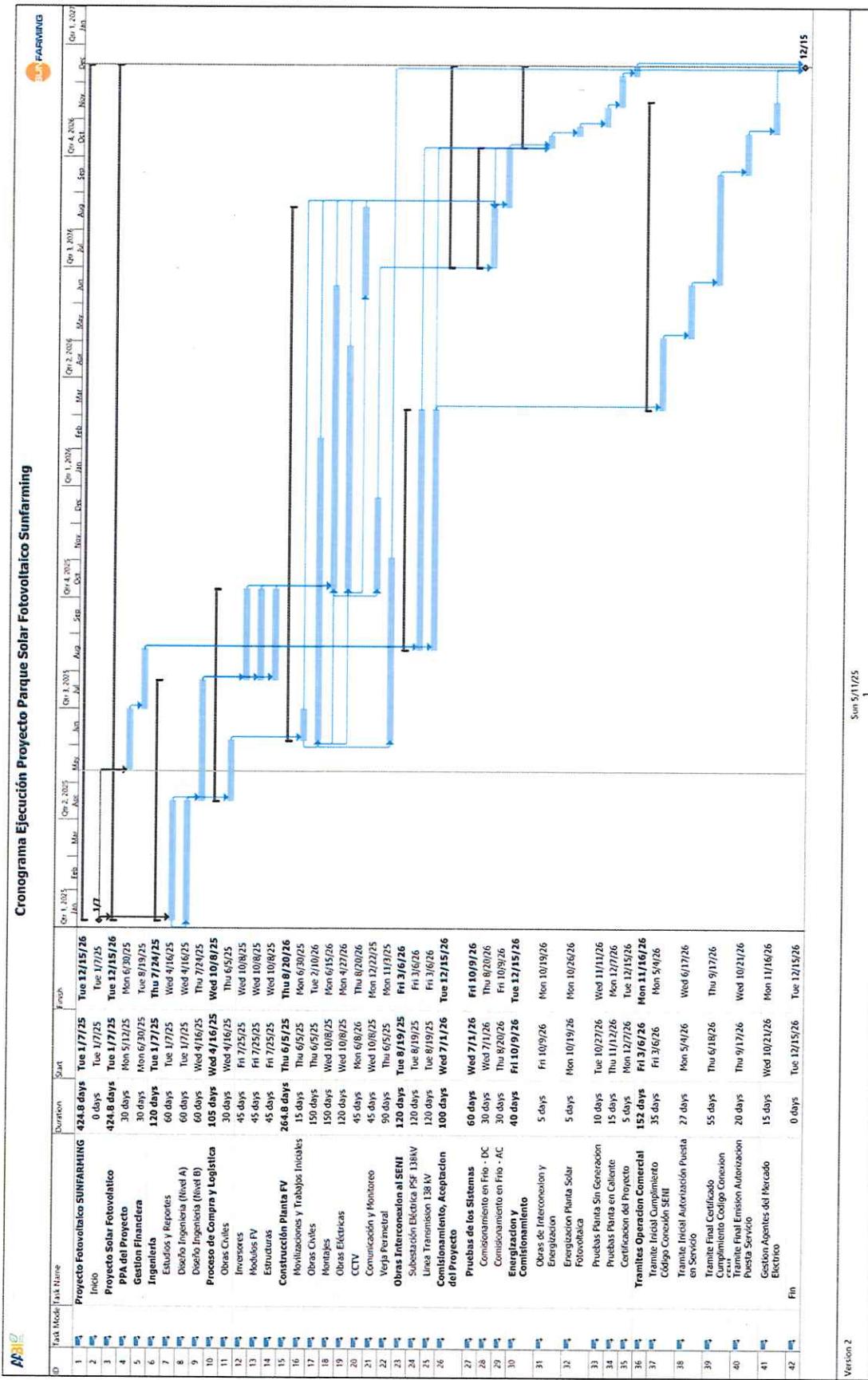
Ilustración 9. Hoja de campo visita en campo del Parque Solar Sunfarming Food & Energy

INFORME REVISIÓN ESTUDIOS PARA FINES DE REVALIDACIÓN NO OBJECIÓN: PSF

SUNFARMING FOOD & ENERGY



Cronograma Ejecución Proyecto Parque Solar Fotovoltaico Sunfarming



Versión 2

Sum 1

Ilustración 10. Cronograma preliminar de ejecución del Parque Solar Sunfarming Food & Energy

Ave. Rómulo Betancourt #1228, Bella Vista, Santo Domingo, D.N. •
Teléfono: 809-255-5555 • Telefax 809-255-5501 • www.eted.gov.do
RNC. 4-30-06088-7 Apartado Postal 4751

5. ANEXOS

Anexo 1

LISTA DE VERIFICACION DE ENTREGA DE DOCUMENTACION PARA APROBACION DE INGENIERIA DE DISEÑO ELECTROMECANICO DE LA SUBESTACIÓN	
Ítem	Documentación a entregar
1	Copia de la certificación de no objeción al punto de interconexión.
2	Plano de ubicación con coordenada UTM
3	Memoria descriptiva del proyecto
4	Memoria de cálculo de coordinación del aislamiento
5	Memoria de cálculo de apantallamiento
6	Memoria de cálculo de esfuerzos en barra rígidas
7	Memoria de cálculo fuerza de cortocircuito conductores flexibles
8	Memoria de cálculo de la malla de tierra
9	Cálculo del banco de batería
10	Cálculo de servicios auxiliares
11	Diagrama Unifilar Simplificado
12	Diagrama Unifilar con PC y M
13	Disposición de Equipos- Secciones
14	Disposición de Equipos -vista en planta
15	Vista en planta de protección contra descargas atmosféricas
16	Trazado de canalizaciones
17	Planta arquitectónica caseta de control distribución de equipos
18	Red General de Tierra
19	Red de tierra detalles
20	Red de tierra edificio de control
21	Detalles conductores y conectores
22	Disposición de equipos secciones
23	Disposición de equipos vista en planta
24	Instalaciones Eléctricas Edificio de Control
25	Diagrama unifilar DC de servicios auxiliares
26	Diagrama unifilar AC de servicios auxiliares
27	Memoria de cálculo luminotécnico
28	Iluminación exterior curvas isolux plano horizontal y vertical

LISTA DE VERIFICACION DE ENTREGA DE DOCUMENTACION PARA APROBACION DE INGENIERIA DE DISEÑO CIVIL DE LA SUBESTACIÓN	
Ítem	Documentación a entregar
1	Estudio de suelos en el área de emplazamiento del proyecto.
2	Memoria descriptiva del proyecto
3	Memoria técnica de cálculo estructural caseta de control [incluir detalle de garita si aplica]
4	Memoria técnica de cálculo de drenaje pluvial
5	Memoria de cálculo de diseño hidrosanitario de la caseta de control
6	Memorias técnicas de cálculo estructural soporte de equipos y pórticos.
7	Memoria técnica de cálculo fundaciones soporte de equipos mayores y menores y pórticos.
8	Memoria de cálculo diseño de vial interno (capa de rodadura, base y sub-base)
9	Memoria de cálculo de caseta para base de apoyo generador de emergencias (si aplica)
10	Plano detalle de ubicación y localización del área del terreno para el proyecto
11	Levantamiento topográfico (Curvas de nivel) del terreno donde será construida la subestación.
12	Vista en planta dimensionada [planta general de conjunto] y elevaciones de la subestación (Este plano deberá ser validado por la Coordinación de Diseño de Subestaciones).
13	Planos de movimiento de tierra (vista en planta donde se muestre los niveles de pisos terminados de la subestación, secciones, etc.).
14	Plano de detalle de niveles de pisos terminados
15	Plano detalle de terracerías resultantes de adecuación de terreno (si aplica)
16	Plano de vista en planta y detalles de la verja perimetral (incluyendo la puerta de acceso, elementos estructurales, malla ciclónica, etc.).
17	Planos de vista y planta, secciones y detalles del drenaje pluvial.
18	Planos Arquitectónicos de la caseta de controles (Vista en planta y elevaciones dimensionada).
19	Planos detalles estructurales de la caseta de control (plano de vista en planta dimensionado, elevaciones, detalles estructurales de los elementos que componen la caseta: zapatas de columnas-Muros, columnas, vigas, losa de techo, losa de piso, canaleta de cableado interior, etc.).
20	Planos de detalles y especificaciones técnicas puertas y ventana de la caseta de control

LISTA DE VERIFICACION DE ENTREGA DE DOCUMENTACION PARA APROBACION DE INGENIERIA DE DISEÑO CIVIL DE LA SUBESTACIÓN

Ítem	Documentación a entregar
21	Planos detalles hidrosanitarios de la caseta de control (Vista en planta, secciones, elevaciones, detalles constructivos, especificaciones técnicas, etc.)
22	Planos detalles de las instalaciones sanitarias de la caseta de control (Vista en planta, secciones, elevaciones, detalles constructivos, especificaciones técnicas, etc.)
23	Planos de detalles estructuras metálicas para Pórticos, equipos Mayores y menores (esquema general de apoyo, despiece estructuras, placa de anclaje y pernos).
24	Planos de vista en planta dimensionado arreglo de fundaciones.
25	Planos de detalles fundaciones soporte de equipos, pórtico, Transformador de potencia, etc. (Vista en planta dimensionada, secciones, elevaciones, especificaciones técnicas de los materiales a emplear, etc.).
26	Planos de vista en planta y detalles canaleta de control y protección (El recorrido de la canaleta será validado por la Coordinación de Diseño de Subestaciones).
27	Plano de vista en planta y detalle del esquema del vial interno.

Anexo 2
LISTA DE VERIFICACION DE ENTREGA DE DOCUMENTACION PARA APROBACION DE INGENIERIA DE DISEÑO ELECTROMECANICO DE LA LT

Ítem	Documentación a entregar
1	Copia de la certificación de no objeción al punto de interconexión.
2	Permiso ambiental
3	Permiso municipal
4	Memoria técnica descriptiva del proyecto.
5	Plano con perfil y distribución de apoyos (distribución de apoyos realizada en el software de diseño PLS CADD o similar)
6	Plano con vista en planta georeferenciado con el sistema de coordenadas UTM WGS-84, a color, con el trazado de propuesto
7	Ficha técnica de materiales propuestos
8	Memoria de análisis estructural de los apoyos preferiblemente en el software PLS Tower y/o PLS Pole (esto es si hay torres o postes auto soportables si los apoyos son madera esto no aplica). Aplica solo para la ingeniería de detalle
9	Archivos. tow y/o. pol Aplica solo para la ingeniería de detalle
10	Estudio de amortiguamiento o en su lugar indicar los criterios básicos utilizados para instalar los amortiguadores. El estudio de amortiguamiento aplica solo para la

Ave. Rómulo Betancourt #1228, Bella Vista, Santo Domingo, D.N. •
 Teléfono: 809-255-5555 • Telefax_ 809-255-5501 • www.eted.gov.do
 RNC. 4-30-06088-7 Apartado Postal 4751

**LISTA DE VERIFICACION DE ENTREGA DE DOCUMENTACION PARA APROBACION DE
INGENIERIA DE DISEÑO ELECTROMECANICO DE LA LT**

Ítem	Documentación a entregar
	ingeniería de detalle, para la ingeniería preliminar basta con indicar las premisas utilizadas para indicar la cantidad de amortiguadores por vano
11	Plano de montaje de los apoyos, ya sea torres o postes auto soportables.

**LISTA DE VERIFICACION DE ENTREGA DE DOCUMENTACION PARA APROBACION DE
INGENIERIA DE DISEÑO CIVIL DE LA LT**

Ítem	Documentación a entregar
1	Informe Geotécnico
2	Memoria Técnica de Cálculo para cimentaciones
3	Plano perfil topográfico de la línea
4	Plano detalle Camino de acceso a Torres
5	Plano de obras complementarias (incluye estabilización de taludes y sistemas de drenaje pluvial en posibles zonas de ubicación de estructuras en caso de requerirlo)
6	Plano detalle de cimentación para torres / postes (detalle fundación, replanteo y stub)