

Estudio de Conexión para un Proyecto Solar Fotovoltaico Considerando un Caso de Estudio Real

Sergio Andrés Pinto Meneses

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Eléctrico

Director

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Doctor en Tecnología

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Ingeniería Eléctrica

Bucaramanga

2025

### **Agradecimientos**

Primeramente, Agradezco a Dios por permitirme llegar a este punto, a mis padres German Pinto, y Martha Meneses por el apoyo incondicional a lo largo de tantos años, por tanto, esfuerzo y sacrificio, y por cada una de las enseñanzas que me han ayudado en mi día a día. A los amigos con los que compartí tantos años, memorias, horas de estudio y risas en la biblioteca, a mi pareja Angie Silva, por su incondicionalidad, porque ha sido la fuerza que me ha hecho falta, el impulso que he necesitado en muchas ocasiones, y las ganas de salir adelante. Al profesor Oscar Quiroga, por su confianza, y paciencia, además de su apoyo en el desarrollo de este trabajo de grado, y en las diferentes clases donde con su actitud motivo el amor por esta carrera.

Agradezco también a todas aquellas personas que fueron parte de mi camino, a las que dejaron buenos recuerdos, y a las que dejaron enseñanzas. Culmino esta etapa con la certeza de haber sido una de las etapas más maravillosa que me dio las bases para empezar a lograr todo que sueño.

## Tabla de contenido

|  |    |
|--|----|
| Introducción.....  | 9  |
| 1. Objetivos.....  | 11 |
| 1.1. Objetivo principal .....  | 11 |
| 1.2. Objetivos específicos .....   | 11 |
| 2. Normatividad y regulación.....  | 12 |
| 2.1. Definiciones .....  | 12 |
| 2.2. Normatividad en Colombia.....   | 15 |
| 2.2.1. CREG 174 – 2021.....  | 16 |
| 2.2.2. Ley 1715 del 2014. ....   | 17 |
| 2.2.3. Ley 2099 de 2021. ....  | 18 |
| 2.2.4. IEEE 1547.....  | 19 |
| 2.2.5. CNO 1749. ....  | 19 |
| 2.2.6. Guías de tramites SOPESA SA ESP.....  | 20 |
| 2.3. Estructura estudio de conexión .....  | 21 |
| 2.3.1. Resumen ejecutivo:.....   | 21 |
| 2.3.2. Descripción y ubicación del proyecto: .....   | 21 |
| 2.3.3. Parámetros eléctricos de los equipos del proyecto, y de operación declarados por el usuario interesado en conectarse: ..... | 21 |
| 2.3.4. Presentación información de entrada y supuestos para el análisis:.....  | 21 |
| 2.3.5. Presentación análisis:.....   | 21 |
| 3. Estudio de conexión.....  | 23 |
| 3.1. Resumen ejecutivo .....   | 23 |
| 3.2. Descripción y ubicación del proyecto .....  | 23 |
| 3.3. Parámetros eléctricos de los equipos del proyecto, y de operación declarados por el usuario interesado en conectarse .....    | 25 |
| 3.3.1. Especificación de parámetros – transformadores .....  | 25 |
| 3.3.2. Especificación de parámetros – Líneas de conexión y cableado principal .....  | 26 |
| 3.3.3. Especificación de parámetros – Unidades de generación solares.....  | 26 |
| 3.3.4. Parámetros técnicos de los paneles y de los inversores para tecnología solar fotovoltaica                                   | 26 |
| 4. Metodología.....  | 28 |
| 4.1. Recolección de información.....   | 28 |
| 4.1.1. Generación SSFV providencia .....   | 28 |

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 4.1.2. | Consumo y despacho generadores Diesel .....                          | 30 |
| 4.2.   | Modelado del sistema .....   | 33 |
| 4.2.1. | Red de la isla .....   | 33 |
| 4.2.1. | Elementos del sistema solar .....                                    | 38 |
| 4.3.   | Simulaciones eléctricas .....  | 44 |
| 4.3.1. | Estudio de corto circuito .....                                      | 44 |
| 4.3.2. | Análisis de flujo de carga y cargabilidad de equipos .....           | 46 |
| 5.     | Resultados.....  | 53 |
| 5.1.   | Análisis resultados de corto circuito .....                          | 53 |
| 5.2.   | Análisis resultados de flujo de carga y cargabilidad de equipos..... | 55 |
| 5.2.1. | Perfiles de tensión.....   | 55 |
| 5.2.2. | Cargabilidad de equipos.....   | 56 |
| 5.2.3. | Resultados generales .....   | 57 |
| 6.     | Conclusiones .....   | 58 |
| 7.     | Referencias bibliográficas .....                                     | 60 |
|        | Apéndices.....   | 62 |

**Lista de tablas**

|   |    |
|---|----|
| <b>Tabla 1.</b> Ubicación y descripción de la zona del proyecto.....      | 24 |
| <b>Tabla 2</b> Perfil de generación, cargas, y descarga .....             | 29 |
| <b>Tabla 3</b> Demanda total red providencia. ....                        | 31 |
| <b>Tabla 4</b> Despacho equivalente de generadores con el SSFV .....      | 32 |
| <b>Tabla 5.</b> Valores de inercia para cada generador .....              | 37 |
| <b>Tabla 6.</b> Especificaciones de transformadores .....                 | 38 |
| <b>Tabla 7.</b> Características líneas de conexión .....                  | 40 |
| <b>Tabla 8.</b> Niveles de tensión sistema.....                           | 43 |
| <b>Tabla 9</b> Cálculo de corto circuito trifásico.....                   | 46 |
| <b>Tabla 10</b> Cálculo de corto circuito monofásico .....                | 46 |
| <b>Tabla 11.</b> tensión p.u. para barrajes del proyecto.....             | 48 |
| <b>Tabla 12.</b> Cargabilidad elementos del sistema.....                  | 49 |
| <b>Tabla 13.</b> Tensión para el escenario MD .....                       | 50 |
| <b>Tabla 14.</b> Tensión para el escenario MGD .....                      | 50 |
| <b>Tabla 15.</b> Tensión para el escenario GD.....                        | 50 |
| <b>Tabla 16.</b> Cargabilidad para el escenario MD.....                   | 51 |
| <b>Tabla 17</b> Cargabilidad para el escenario MGD.....                   | 51 |
| <b>Tabla 18</b> Cargabilidad para el escenario GD .....                   | 52 |
| <b>Tabla 19.</b> Valores estándar de corriente para transformadores ..... | 53 |

**Lista de figuras**

|                  |   |    |
|------------------|---|----|
| <b>Figura 1</b>  | Ubicación de la central de generación y la granja solar fotovoltaica..... | 24 |
| <b>Figura 2</b>  | Datos técnicos del módulo solar fotovoltaico LONGI LR5-72HPH 545 W.....   | 27 |
| <b>Figura 3</b>  | . Datos de entrada y salida inversor SUN2000-215KTL-H0 .....              | 27 |
| <b>Figura 4</b>  | Generación, carga, y descarga del SSFV providencia.....                   | 29 |
| <b>Figura 5</b>  | Despacho neto proyecto .....  | 30 |
| <b>Figura 6</b>  | Demanda total.....  | 32 |
| <b>Figura 7</b>  | Despacho equivalente generadores con la entrada del SSFV.....             | 33 |
| <b>Figura 8</b>  | Diagrama unifilar simplificado .....                                      | 34 |
| <b>Figura 9</b>  | Modelado de equivalente de red.....                                       | 38 |
| <b>Figura 10</b> | Configuración datos base tridevanado. ....                                | 39 |
| <b>Figura 11</b> | Configuración datos base transformadores sistema BESS.....                | 39 |
| <b>Figura 12</b> | Configuración datos base para línea de conexión .....                     | 40 |
| <b>Figura 13</b> | Configuración flujo de carga paquete de baterías .....                    | 41 |
| <b>Figura 14</b> | Configuración flujo de carga inversores .....                             | 42 |
| <b>Figura 15</b> | . Diseño de sistema en Power Factory digsilent.....                       | 43 |
| <b>Figura 16</b> | Cálculo de corto circuito .....   | 45 |
| <b>Figura 17</b> | Cálculo de flujo de carga.....  | 48 |

## Resumen

**Título:** Estudio De Conexión Para Un Proyecto Solar Fotovoltaico Considerando Un Caso De Estudio Real

**Autor:** Sergio Andrés Pinto Meneses

**Palabras claves:** Cargabilidad, Contingencia, Corto Circuito, Estabilidad, Tensión

**Descripción:** El presente trabajo tiene como objetivo realizar un estudio de conexión para un sistema de generación solar fotovoltaico con almacenamiento en baterías, considerando un caso de estudio real ubicado en la isla de Providencia. Este análisis contempla la evaluación técnica de la integración del sistema a la red eléctrica local mediante simulaciones de flujo de carga, análisis de falla de cortocircuito y verificación de la cargabilidad de los equipos principales como transformadores, inversores, líneas de transmisión, y barrajes.

El sistema se modela en el software DIgSILENT PowerFactory (DIgSILENT GmbH, 2013), incorporando parámetros eléctricos reales, condiciones de operación específicas, y elementos estándar. Posteriormente se analiza el comportamiento del sistema ante distintas configuraciones de carga y generación, considerando tanto condiciones normales como en caso de contingencia.

Los resultados muestran que los perfiles de tensión se mantuvieron dentro del rango permitido (0.9 – 1.1 p.u.) y que la red puede soportar la conexión del sistema propuesto sin comprometer su estabilidad. En consecuencia, este estudio permite concluir que la instalación fotovoltaica con almacenamiento es técnica y operativamente viable, siempre que se consideren adecuadamente los parámetros de diseño y operación. Además, proporciona una base técnica útil para futuras implementaciones de sistemas solares en redes eléctricas.

---

Trabajo de grado

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica  
Telecomunicaciones. Ingeniería Eléctrica. Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Doctor en  
tecnología con Énfasis en Ingeniería Eléctrica

### Abstract

**Title:** Connection Study For A Photovoltaic Solar Project Considering A Real Case Study

**Author:** Sergio Andrés Pinto Meneses

**Keywords:** Connection Study, Contingency, Loadability, Short Circuit, Stability, Voltaje

**Description:** The present work aims to carry out a connection study for a solar photovoltaic system with storage in batteries, considering a real case study located on the island of Providencia. This analysis covers the technical evaluation of the system's integration into the local electrical grid through load flow simulations, short-circuit failure analysis and verification of the chargeability of major equipment such as transformers, inverters, transmission lines, and busbars.

The system is modeled on the DIgSILENT PowerFactory software (DIgSILENT GmbH, 2013), incorporating actual electrical parameters, specific operating conditions, and standard elements. Subsequently, the system's performance under different load and generation configurations is analyzed, considering both normal conditions and in case of contingency.

The results show that the voltage profiles were kept within the allowed range (0.9 - 1.1 p.u.) and that the network can support the connection of the proposed system without compromising its stability. Consequently, this study concludes that the storage PV installation is technically and operationally feasible, provided that the design and operation parameters are adequately considered. It also provides a useful technical basis for future implementations of solar systems in electricity grids.

---

Thesis

Faculty Physicomechanical Engineering. School of Electrical, Electronic, and Telecommunications Engineering. Electrical Engineering. Director: Oscar Arnulfo Quiroga, PhD in Electrical Engineering.

### **Introducción**

En la actualidad la transición energética es uno de los temas primordiales en la agenda de los gobiernos del mundo y lograr el aprovechamiento de fuentes no convencionales de energía (FNCE), entre estas destaca la energía solar fotovoltaica, no solo por la evolución que ha tenido en los últimos años, sino por su capacidad de generar energía limpia, reducir emisiones, y disminuir la dependencia de combustibles fósiles, unido a todo esto el fuerte impulso de los gobiernos. Por ello de la mano del ministerio de minas y energías, Ecopetrol, y el fondo de energías no convencionales y gestión eficiente de la energía (FENOGGE), se determina llevar a cabo el desarrollo de un sistema solar fotovoltaico para contribuir con el progreso de la isla, y disminuir la dependencia de combustibles fósiles, su principal fuente de energía en plantas Diesel (Empresa de Energía del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina S.A. E.S.P., 2007).

Sin embargo, su integración de con el sistema existente requiere de un análisis técnico fundamentado en la normatividad vigente, y las restricciones técnicas, para poder garantizar la estabilidad, seguridad, eficiencia, y adecuada integración a la red.

Este proyecto tiene como objetivo realizar el estudio de conexión simplificado para una planta solar fotovoltaica, con un sistema de respaldo de baterías BESS (Sistema de almacenamiento de energía en baterías), basado en un caso de estudio real de un proyecto actualmente en desarrollo, el siguiente trabajo incluye la evaluación del comportamiento del sistema ante eventos como cortocircuitos, flujo de carga, y contingencias.

Para el desarrollo de este se usará el software DigSILENT power factory 15.1(DIGSILENT GmbH, 2013), mediante el cual se desarrollará un modelo del sistema a

integrar, junto al sistema existente, incluyendo parámetros de generación, perfiles de consumo, transformación, transmisión, carga, y descarga.

Este análisis permitirá validar la viabilidad técnica de la conexión del sistema solar fotovoltaico.

Se evaluarán los perfiles de tensión, las corrientes de cortocircuito y la cargabilidad de los elementos del sistema.

Finalmente, este estudio tiene como objetivo presentar una guía básica para la elaboración de análisis similares, con base técnica y normativa, que sirva de referencia para futuros análisis, y desarrollos.

## 1. Objetivos

Este capítulo presenta el objetivo general y los objetivos específicos que guían este trabajo de grado. Su formulación guía el alcance del trabajo y orienta las actividades necesarias para evaluar la viabilidad técnica de la integración del sistema a la red eléctrica local.

### 1.1. Objetivo principal

- Desarrollar los estudios requeridos para la validación técnica de la conexión de un proyecto fotovoltaico a la red eléctrica considerando el Ecoparque Solar Providencia como caso de aplicación.

### 1.2. Objetivos específicos

El cumplimiento del objetivo general del proyecto de grado comprende:

- Identificar en la normativa y regulación colombiana los tipos de estudios exigidos para la conexión de sistemas solares fotovoltaicos (SSFV).
- Desarrollar los estudios eléctricos exigidos para la conexión de sistemas solares fotovoltaicos (SSFV) a la red eléctrica.
- Determinar la viabilidad técnica para la conexión del sistema solar fotovoltaico considerando la red existente.

## 2. Normatividad y regulación

A lo largo de este capítulo se presenta el marco normativo y regulatorio aplicable al estudio, incluyendo leyes, resoluciones y estándares técnicos que rigen el diseño, instalación y conexión de sistemas de generación solar fotovoltaica a la red eléctrica en Colombia.

### 2.1. Definiciones

Para la adecuada ejecución del proyecto se presentan las siguientes definiciones que son fundamentales para entender el desarrollo, los resultados y las conclusiones que se expondrán en los capítulos siguientes, dichas definiciones se basan en lo presentado en (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021) (Congreso de la República de Colombia, 2014).

- **Autogenerador:** Usuario que realiza la actividad de generar, producir energía eléctrica para atender principalmente sus propias necesidades, con o sin entrega de excedentes de generación a la red, y que adicional a ello puede que sí o no use activos de la red de transmisión o distribución para tener respaldo de la misma (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021).
- **Autogenerador a gran escala (AGGE):** Autogenerador con capacidad instalada igual o superior al límite definido en la norma (artículo primero de la resolución UPME 281 de 2015, o aquella que la modifique o sustituya (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021).
- **Autogenerador a pequeña escala (AGPE):** Autogenerador con capacidad instalada igual o inferior al límite definido en la norma (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021).
- **Capacidad instalada:** Es la máxima potencia que una planta solar puede generar en condiciones óptimas, es decir, con la radiación solar adecuada y el equipo funcionando a

plena capacidad, con condiciones ideales. Usualmente se puede expresar si la tomamos desde el lado DC en kilovatios pico (kWp), megavatios pico (MWp), o gigavatios pico (GWp) y en términos de AC, kilovatios (kW) megavatios (MW) o gigavatios (GW) (Congreso de la República de Colombia, 2014).

- **Cargabilidad:** Capacidad de algún elemento eléctrico para transportar una cierta cantidad de energía sin exceder sus límites de operación.
- **CON:** Consejo Nacional de Operación (Congreso de la República de Colombia, 2014).
- **Criticidad:** Situación donde un elemento de la red, para un determinado escenario, tiene al menos un parámetro eléctrico por fuera de los rangos establecidos por la regulación actual (Congreso de la República de Colombia, 2014).
- **Escenarios de estudio eléctrico:** Diferentes topologías de la red como, demanda, carga, generación y consignas operativas a tener en cuenta en la elaboración de los estudios eléctricos (Congreso de la República de Colombia, 2014).
- **Estudio de conexión:** Estudio que establece la viabilidad técnica para la conexión que se solicita y varía dependiendo de factores como tipo de instalación, potencia, conexión a la red entre otros, con el propósito de revisar si se cumplan los criterios de cargabilidad y perfiles de tensión en los alimentadores y transformadores, tanto en condición normal como en condición de contingencia, lo anterior cumpliendo los criterios definidos por la regulación actual. Adicionalmente, debe contener los análisis técnico-económicos descritos en (Congreso de la República de Colombia, 2014).
- **Estudio de coordinación y ajuste de protecciones (EACP):** Estudio que tiene en cuenta las características del proyecto a conectar al STR o SDL. En él se identifican las corrientes máximas que circulan en caso de falla en cada elemento del proyecto y del

sistema, permitiendo evaluar y especificar la capacidad de los equipos de maniobra, responsables de despejar las corrientes de falla, así como determinar los ajustes requeridos en las protecciones existentes (Congreso de la República de Colombia, 2014).

- **Generador Distribuido (GD):** Empresa de Servicios Públicos (ESP) que genera energía con una capacidad instalada igual o menor a 1 MW cerca de los centros de consumo. Es un agente generador sujeto a la regulación vigente para esta actividad, con excepción de los procedimientos de conexión y comercialización definidos en (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021).
- **Inversor:** Equipo basado en electrónica de potencia que se encarga de convertir la energía que recibe de un generador o un sistema de baterías, o algún otro tipo de almacenamiento que está en corriente continua, y hacer la transformación a corrientes alterna, o en las condiciones que se requieran (Congreso de la República de Colombia, 2014).
- **Operación en isla:** Condición en la que uno o más autogeneradores, generadores convencionales o distribuidos, energizan una red eléctrica aislada del resto del STR o SDL, durante un periodo de tiempo en el que se supone no debe estar energizado, o alimentado, ya sea por fallas en la red o mantenimiento de esta (Congreso de la República de Colombia, 2014).
- **Sistema de distribución local (SDL):** Sistema dedicado al transporte de energía eléctrica que se compone por el conjunto de líneas, subestaciones, y demás equipos asociados, que operan en sistemas desde  $< 1$  kV hasta  $\leq 220$  kV, que se incluyen en la prestación de un mercado del servicio en un mercado de comercialización (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021).

- **Sistema de transmisión regional (STR):** Sistema de transporte de energía eléctrica que se compone por los distintos activos de conexión del OR al STN, que normalmente operan en el nivel de tensión  $> 220$  kV. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021).
- **Sistema de transmisión nacional (STN):** Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica, y demás equipos, y sistemas que operan a tensiones  $\geq 220$  kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja, y los correspondientes módulos de conexión (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021).

## 2.2. Normatividad en Colombia

Hay tres entidades que expiden normas, y reglamentaciones relevantes para lo que comprende a este trabajo de grado.

En el año de 1992 hubo una reestructuración en los entes gubernamentales relacionados con ministerios de minas y energía, disolviendo la comisión de energía y en remplazo de está creando tres entidades, la comisión de regulación de energía (CRE), que en 1994 paso a ser la comisión de regulación de energía y gas (CREG) (Rincón Contreras, J. M., 2021), y el ente que termino convirtiéndose en la unidad de planeación minero energética (UPME).

Finalmente, el tercer ente de interés, nace para el año de 1996 la sociedad productora de energía de san Andrés y providencia S.A. E.S.P. (SOPESA) (Rosero-García, J., Moreno-López, W., Galindo-Rojas, A., & Duque-Montenegro, A, 2023), que se crea para suplir las necesidades en cuanto a suministro de energía eléctrica en el recién conformado políticamente departamento de san Andrés y providencia, quien termina siendo y hasta la actualidad el OR para esta zona del país.

El sistema de Generación, transmisión, y distribución del archipiélago de san Andrés y providencia, hace parte del ZNI, a pesar de ello para estudios de conexión se usará la regulación estandarizada para SIN por el funcionamiento que tiene la red, en complemento con lo establecido por el OR, de igual forma en lo referente a los FNCER aplica para este proyecto.

En la ley 143 de 1994 se estableció el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética (González Álvarez, F. S, 2020), (RESOLUCIÓN 528 DE 2021), y a lo largo de todos los años se le han hecho adiciones, y modificaciones, lo establecido en esta ley aplica para todo tipo de generadores, y fuentes de generación, adicional a ello la resolución CREG 070 de 1998 reglamento la distribución de energía eléctrica, y establece también requisitos técnicos para la planeación, diseño, y finalmente construcción y puesta en servicio de cualquier conexión a la red (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1998).

Con base a lo mencionado, y otras normas, resoluciones, adiciones, y modificaciones que se omiten ya que no aportan al objeto de este proyecto, se establece un listado de normas, vigentes, que son totalmente necesarias y aplicables para este estudio.

### ***2.2.1. CREG 174 – 2021.***

“Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional” (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2021).

En esta regulación se presenta una actualización a la reglamentación de autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida, y se centra en cuatro puntos

- Actualización de reglas para auto generadores: Se aclaran y actualizan los procedimientos para que los AG, GD, AGPE, puedan conectarse a la red.
- Capacidad de GD: Se permite que este tipo de generadores tengan capacidades nominales más altas, e incentivos para estos
- Proceso de conexión; Se actualizan, y establecen los pasos y requisitos a seguir y previamente establecidos en la CREG 030 para usuarios que deseen conectarse, y/o inyectar energía al SIN,
- Beneficios: Se hace una actualización de los beneficios que obtienen los usuarios que instalen proyectos con FNCER, e inyecten excedentes a la RED

### 2.2.2. *Ley 1715 del 2014.*

“Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional” (Congreso de la República de Colombia, 2014).

- Esta ley busca regular e incentivar la implementación de este tipo de soluciones de FNCER, tanto para zonas del SIN, como en zonas no interconectadas del ZIN. Para esto se aplican incentivos tributarios como exenciones de IVA, reducción de impuestos, depreciación acelerada.
- Esta ley no solo motiva el uso de estas, sino también la investigación y desarrollo en estas áreas, y una mayor inversión integrándolas al sistema energético del país, con el objetivo de aumentar su participación en la matriz energética nacional.

### 2.2.3. Ley 2099 de 2021.

“Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones” (Congreso de la República de Colombia, 2021).

Esta es la actualización adicional muchos artículos de la ley 1715 del 2014, esta ley se fundamenta en cuatro pilares fundamentales

- Promoción de energías renovables ya que las declara como algo de utilidad pública, y de interés social y para esto se crea (FENOGÉ) que busca financiar y motivar estos proyectos, como el proyecto usado de referencia para esta tesis.
- Incentivos tributarios como los mencionados en la ley 1715 del 2014, reducción de la renta por un valor del 50% del valor de la inversión del proyecto, exención de aranceles para importaciones relacionadas con estas tecnologías, y una depreciación acelerada con un aumento de la tasa de depreciación anual de 33,33% ósea estos activos se pueden depreciar en un término de 3 años.
- Se establecen condiciones para la exploración y explotación de recursos para proyectos geotérmicos
- Una promoción a la movilidad eléctrica para empresas de transporte masivo que usen estos vehículos, y un régimen de subsidios con base en la información socioeconómica de los usuarios

**2.2.4. IEEE 1547.**

Estándar de interconexión e interoperabilidad de los recursos de energía distribuida con interfaces de sistemas de energía eléctrica asociados (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2018).

La IEEE es un instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos, que con base a las distintas áreas del conocimiento que forman parte de esto se encargan de generar normas y estándares, este estándar que va cambiando y adaptándose a las necesidades y nuevas tecnologías, para poder integrar de manera segura y eficiente este estándar se enfoca en aspectos indispensables como lo son:

- Requisitos generales para la interconexión: una base fundamental y general para cualquier interconexión a la red de cualquier tipo de generador tipo FNCER
- Rendimiento y operación ya que estos sistemas deben presentar una respuesta adecuada en condiciones normales, y anormales de operación.
- Ensayos de verificación donde se debe validar que se cumpla con los requisitos del estándar y de la red
- Directrices para proteger de manera adecuada tanto a la red eléctrica como los sistemas de generación, en caso de fallos de uno u otro
- Se debe establecer una comunicación entre todos los componentes de los sistemas de generación y red eléctrica, haciendo una correcta integración, de estos

**2.2.5. CNO 1749.**

Por el cual se aprueban los requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN (Comité de Normalización de Operaciones, 2023). Este acuerdo del 7 de

septiembre del 2023, establece estos requisitos técnicos y de protecciones, o solo para generadores tradicionales sino para los generadores de FNCER, lo establecido en este acuerdo garantiza que cualquier generador conectado al SIN no comprometa la seguridad de la red, que no la perturben, que se logre una integración adecuada de los nuevos generadores con el SIN.

Los requisitos principales que establece el acuerdo son:

- Requisitos de protección
  - Protección de sobretensión
  - Protección de sobre corriente
  - Protección de frecuencia
  - Protección anti-isla
- Coordinación de protecciones: Para una adecuada respuesta ante fallas que se puedan presentar en el SIN o en el generador, y que ambos garanticen seguridad y confiabilidad con una respuesta efectiva ante fallas
- Se deben realizar pruebas periódicas al sistema de protecciones con el fin de garantizar que siguen funcionando de manera adecuada pueden responder de manera correcta ante cualquier contingencia.

#### **2.2.6. Guías de tramites SOPESA SA ESP.**

Guías estandarizadas del operador de red correspondiente a la zona donde se desarrollará y conectará el proyecto, donde se establece la normatividad técnica, y administrativa que aplica para cualquier tipo de conexión (SOPESA SA ESP, 2023).

Finalmente con base a lo que se observó en las regulaciones y normativas nos decantamos por lo siguiente para el estudio de conexión del que este proyecto es objeto se tiene

que en la CREG 174 de 2021 que en el artículo 4 en la tabla 1 y 2 se tienen los requisitos documentales, vemos que por el tamaño del sistema es obligatorio presentar estudio de conexión, y nos remite al artículo 12 donde se estipula, que lo referente al estudio de conexión se debe hacer bajo lo estipulado en la CNO, y con base en esto se tiene la siguiente estructura.

### **2.3. Estructura estudio de conexión**

Esta estructura se toma de CNO y es importante que adicional a ello dentro de estos se validar requisitos de la CREG 025 de 1995 y la IEEE 1547

**2.3.1. *Resumen ejecutivo:*** En este se debe evidenciar el alcance y objetivos del proyecto, supuestos principales iniciales para el desarrollo del estudio de conexión, incluso las herramientas de modelamiento usadas,

**2.3.2. *Descripción y ubicación del proyecto:*** se hace una descripción general del proyecto la fuente de energía a utilizar, ubicación, vida útil diagrama unifilar general, con un esquema de conexión y otras apreciaciones que se consideren necesarias

**2.3.3. *Parámetros eléctricos de los equipos del proyecto, y de operación declarados por el usuario interesado en conectarse:*** Descripción de todos los equipos, y elementos que componen el proyecto, inversores, cables, protecciones transformadoras, etc.

**2.3.4. *Presentación información de entrada y supuestos para el análisis:*** Este aparte del informe debe incluir la información de entrada y los supuestos utilizados para hacer el estudio de conexión simplificado.

**2.3.5. *Presentación análisis:*** en este se debe incluir

- validación de la correcta modelación
- Presentación de los escenarios de estudio

- Perfiles de tensión y nivel de carga en líneas y transformadores obtenidos mediante los análisis de flujo de carga
- Contribución del proyecto a la corriente de cortocircuito
- Análisis para evitar funcionamiento en isla
- Análisis de pérdidas
- Análisis de estabilidad
- Evaluación económica

En un caso real con los resultados, y los requisitos del operador de red, se hace la solicitud del punto de conexión, se valida la viabilidad, se realizan los trámites administrativos y demás requerimientos contemplados en la guía de tramites de sopesa.

### 3. Estudio de conexión

#### 3.1. Resumen ejecutivo

El presente proyecto es un sistema solar fotovoltaico de 1,814 MWp DC, y 1,72 MW AC de capacidad de generación, respaldado con un sistema de almacenamiento de baterías BESS de 2,5 MWh, Proyecto que se conectara a la red eléctrica de la isla de providencia a un nivel de tensión de 13,2 kV operada por SOPESA S.A. E.S.P.

La entrada de este sistema se tiene planteada como respaldo a los generadores DIESEL (Empresa de Energía del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina S.A. E.S.P., 2007) que actualmente alimentan la red de la isla, y como parte de la transición energética contemplada en el plan nacional de desarrollo.

La planta solar fotovoltaica y el sistema de almacenamiento se integrarán al nivel 13,2 kV a través de un tren de celdas de media tensión que a su vez se conectará a media tensión al SDL mediante una red aérea desde donde se ubica el parque solar hasta el punto de conexión físico que estará en el nodo 2171 del circuito South West SW2171.

#### 3.2. Descripción y ubicación del proyecto

En la actualidad, la isla de Providencia cuenta con un sistema de generación compuesto por tres generadores de potencia de combustible diésel, dos unidades de generación con capacidad nominal de 1,4 MW y una unidad generadora con capacidad nominal de 0,745 MW. Las unidades de generación producen energía eléctrica a un nivel de tensión de 4,16 kV, que posteriormente es elevada a través de transformadores de potencia hasta un nivel de 13,2 kV, para luego conectarse a la subestación Bahía Garret a través de un tren de celdas de barra sencilla a 13,2 kV del circuito South West.

El proyecto solar entonces, se instalará al suroeste de la isla, como se indica en la siguiente ilustración:

**Figura 1**

*Ubicación de la central de generación y la granja solar fotovoltaica*



*Nota.* Tomada de Google Earth, adaptada por el autor

**Tabla 1.**

*Ubicación y descripción de la zona del proyecto*

| Parámetro  | Valor             |
|--|-------------------|
| Latitud  | 13°19'48.476767"  |
| Longitud   | -81°23'11.637459" |
| Temperatura ambiente máx. para cálculo de conductores [°C] | 42                |
| Temperatura ambiente mín. para cálculo de conductores [°C] | 23                |
| Elevación sobre el nivel del mar (msnm)                    | 72                |
| Irradiación Horizontal global mínima mensual promedio      | 4.42 kWh/m2/día   |
| Irradiación Horizontal global máxima mensual promedio      | 5.95 kWh/m2/día   |
| Rango de temperatura ambiente                              | 18°C a 30°C       |
| Velocidad máxima de viento (promedio anual)                | 235 km/h          |
| Humedad relativa promedio (%)                              | 79,4%             |

*Nota.* Datos de la tabla tomados de Google earth y Google weather.

Para la conexión con la red de media tensión se instalará un tramo de red aérea de aproximadamente 315 m el cual ira desde la subestación de transformación de la planta, hasta el punto de conexión otorgado por SOPESA S.A. E.S.P.

Se realizará con una estructura de transición de cable subterráneo a aéreo, con lo respectivos cortacircuitos y DPS requerido. El conductor de la red aérea será en calibre 1/0 AWG, el cual cumple con las características de capacidad de corriente, regulación, y adicional es igual al existente en la red de media tensión de la isla.

### **3.3. Parámetros eléctricos de los equipos del proyecto, y de operación declarados por el usuario interesado en conectarse**

#### ***3.3.1. Especificación de parámetros – transformadores***

En este caso contamos con 3 transformadores 2 transformadores de 2 devanados donde se conectará el sistema BESS, y un tridevanado para el SSFV, todos son tipo seco.

- Capacidad en MVA: 2 MVA
- Numero de devanados: 3
- Grupo de conexión: Dyn5yn5
- Niveles de tensión nominal: 13,2 kV / 0.8 kV / 0.8 kV
- Impedancia de secuencia positiva y secuencia cero (o voltajes de cortocircuito): 4.35% / 3%
- Perdidas del cobre o relación aproximada: 20 kW / 5 kW / 20 kW
- Capacidad en MVA: 1,5 MVA
- Numero de devanados: 2
- Grupo de conexión: Dyn5

- Niveles de tensión nominal: 13,2 kV / 0.48 kV
- Impedancia de secuencia positiva y secuencia cero (o voltajes de cortocircuito): 3,75%
- Perdidas del cobre o relación aproximada: 20 kW / 5 kW / 20 kW

### ***3.3.2. Especificación de parámetros – Líneas de conexión y cableado principal***

- Longitud: 315 m
- Tipo de cable: CU, cobre desnudo
- Calibre: 1/0 AWG

### ***3.3.3. Especificación de parámetros – Unidades de generación solares***

- Fuente primaria de energía: Módulos solares fotovoltaicos 3330, LR5-72HPH 545 W
- Numero de inversores: 8 inversores SUN2000-215KTL-H0
- Datos de entrada: 1,814 MWp - DC
- Datos de salida: 1,720 MW – AC

### ***3.3.4. Parámetros técnicos de los paneles y de los inversores para tecnología solar fotovoltaica***

las fichas técnicas se observan en las siguientes ilustraciones, en estos se encuentra la información usada para la simulación y los diferentes análisis que se desarrollaran.

Figura 2

Datos técnicos del módulo solar fotovoltaico LONGI LR5-72HPH 545 W

| Datos eléctricos                                 | STC : AM1.5 1000W/m <sup>2</sup> 25°C |                | NOCT : AM1.5 800W/m <sup>2</sup> 20°C 1m/s |                | Incertidumbre de P <sub>max</sub> ± 3% |       |       |       |       |       |
|--|---------------------------------------|----------------|--|----------------|--|-------|-------|-------|-------|-------|
|  | LR5-72HPH-535M                        | LR5-72HPH-540M | LR5-72HPH-545M                             | LR5-72HPH-550M | LR5-72HPH-555M                         |       |       |       |       |       |
| Código de producto                               | LR5-72HPH-535M                        | LR5-72HPH-540M | LR5-72HPH-545M                             | LR5-72HPH-550M | LR5-72HPH-555M                         |       |       |       |       |       |
| Condiciones de ensayo                            | STC                                   | NOCT           | STC  | NOCT           | STC                                    | NOCT  | STC   | NOCT  | STC   | NOCT  |
| Potencia máxima (P <sub>max</sub> /W)            | 535                                   | 399.9          | 540  | 403.6          | 545                                    | 407.4 | 550   | 411.1 | 555   | 414.8 |
| Tensión de circuito abierto (V <sub>oc</sub> /V) | 49.35                                 | 46.40          | 49.50                                      | 46.54          | 49.65                                  | 46.68 | 49.80 | 46.82 | 49.95 | 46.97 |
| Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> /A)  | 13.78                                 | 11.14          | 13.85                                      | 11.20          | 13.92                                  | 11.25 | 13.98 | 11.31 | 14.04 | 11.35 |
| Voltaje a potencia máxima (V <sub>mp</sub> /V)   | 41.50                                 | 38.55          | 41.65                                      | 38.69          | 41.80                                  | 38.83 | 41.95 | 38.97 | 42.10 | 39.11 |
| Corriente a potencia máxima (I <sub>mp</sub> /A) | 12.90                                 | 10.38          | 12.97                                      | 10.43          | 13.04                                  | 10.49 | 13.12 | 10.56 | 13.19 | 10.61 |
| Eficiencia del módulo (%)                        | 20.7                                  |                | 20.9                                       |                | 21.1                                   |       | 21.3  |       | 21.5  |       |

**Parámetros operativos**

|   |                              |
|---|------------------------------|
| Temperatura de funcionamiento                   | -40°C ~ +85°C                |
| Tolerancia de potencia nominal (W)              | 0 ~ 3%                       |
| Tolerancia de V <sub>oc</sub> e I <sub>sc</sub> | ± 3%                         |
| Tensión máxima del sistema                      | DC1500V (IEC/UL)             |
| Capacidad máxima del fusible                    | 25A                          |
| Temperatura de Operación Nominal de la célula   | 45 ± 2°C                     |
| Nivel de Protección                             | Class II                     |
| Clasificación de resistencia al fuego           | UL Tipo 1 o 2<br>IEC Class C |

**Carga mecánica**

|   |   |
|---|---|
| Máxima carga estática en superficie frontal | 5400Pa                                  |
| Máxima carga estática en superficie trasera | 2400Pa                                  |
| Test de granizo                             | Granizo de 25mm a la velocidad de 23m/s |

**Coefficientes de temperatura (STC)**

|   |            |
|---|------------|
| Coefficiente de temperatura en I <sub>sc</sub>  | +0.050%/°C |
| Coefficiente de temperatura en V <sub>oc</sub>  | -0.265%/°C |
| Coefficiente de temperatura en P <sub>max</sub> | -0.340%/°C |

Nota. Adaptado por el autor, tomado del apéndice 1.

Figura 3.

Datos de entrada y salida inductor SUN2000-215KTL-H0

| Input                               |                   |
|-------------------------------------|-------------------|
| Max. Input Voltage                  | 1,500 V           |
| Max. Current per MPPT               | 30 A              |
| Max. Short Circuit Current per MPPT | 50 A              |
| Start Voltage                       | 550 V             |
| MPPT Operating Voltage Range        | 500 V ~ 1,500 V   |
| Nominal Input Voltage               | 1,080 V           |
| Number of Inputs                    | 18                |
| Number of MPP Trackers              | 9                 |
| Output                              |                   |
| Nominal AC Active Power             | 200,000 W         |
| Max. AC Apparent Power              | 215,000 VA        |
| Max. AC Active Power (cosφ=1)       | 215,000 W         |
| Nominal Output Voltage              | 800 V, 3W + PE    |
| Rated AC Grid Frequency             | 50 Hz / 60 Hz     |
| Nominal Output Current              | 144.4 A           |
| Max. Output Current                 | 155.2 A           |
| Adjustable Power Factor Range       | 0.8 LG ... 0.8 LD |
| Max. Total Harmonic Distortion      | < 1%              |

Nota. Adaptado por el autor, tomado del apéndice 2.

#### 4. Metodología

El desarrollo de este proyecto se apoya en la normativa previamente revisada y sigue una metodología fundamentada en información real. Los datos utilizados provienen de fuentes confiables, y los elementos modelados corresponden a equipos existentes o con valores estandarizados.

A continuación, se presentarán una serie de etapas que permitirán llevar a cabo el desarrollo del proyecto de forma estructurada, con el fin de que el análisis y los resultados obtenidos sean lo más realistas posible.

Cabe resaltar que se utilizaron datos correspondientes al año 2022, ya que en ese periodo se tenía proyectada la conexión del parque. Sin embargo, por diversos factores, a la fecha dicha conexión aún no se ha realizado, y el proyecto está en pausa.

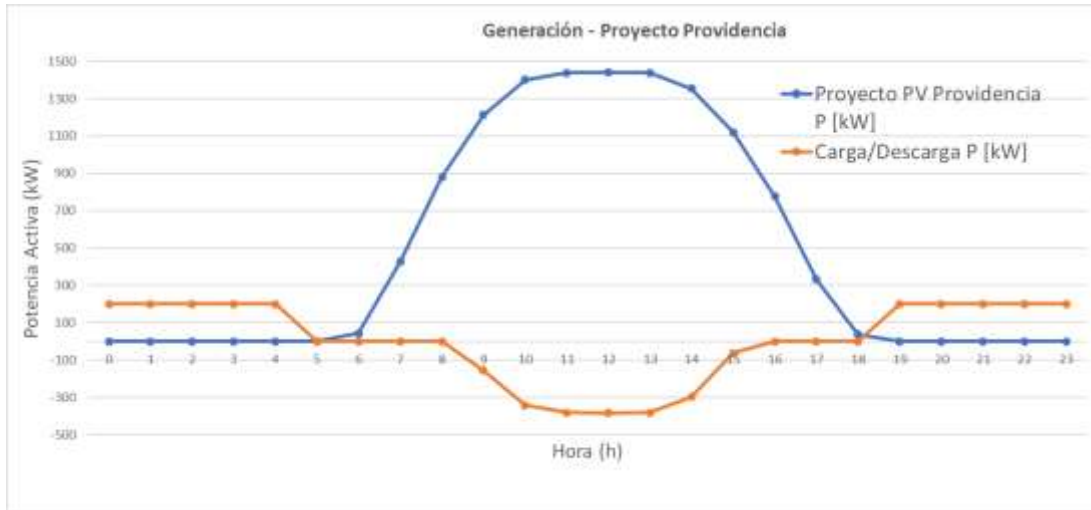
##### 4.1. Recolección de información

El proyecto de generación a evaluar espera la incorporación de una planta de generación fotovoltaica de 1,814 MW como potencia máxima a la red de SOPESA S.A E.S. P, combinado con la implementación de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías con una capacidad de almacenamiento de 2,5 MWh.

##### 4.1.1. *Generación SSFV providencia*

Posterior a ellos se observa el perfil de generación, carga y descarga del proyecto durante el mismo periodo de tiempo.

**Figura 4**  
*Generación, carga, y descarga del SSFV providencia*



*Nota.* Creada por el autor con base a la información de la tabla 2

**Tabla 2**  
 Perfil de generación, cargas, y descarga

| Hora | Proyecto SSFV Providencia<br>P [kW] | Carga/Descarga<br>P [kW] |
|------|-------------------------------------|--------------------------|
| 0    | 0                                   | 200                      |
| 1    | 0                                   | 200                      |
| 2    | 0                                   | 200                      |
| 3    | 0                                   | 200                      |
| 4    | 0                                   | 200                      |
| 5    | 0                                   | 0                        |
| 6    | 42,95215046                         | 0                        |
| 7    | 425,7083321                         | 0                        |
| 8    | 880,2672711                         | 0                        |
| 9    | 1213,02053                          | -154,9205305             |
| 10   | 1400,657395                         | -342,5573955             |
| 11   | 1438,933014                         | -380,8330136             |
| 12   | 1440,3                              | -382,2                   |
| 13   | 1438,933014                         | -380,8330136             |
| 14   | 1354,395699                         | -296,2956991             |
| 15   | 1120,425191                         | -62,32519107             |
| 16   | 775,9446276                         | 0                        |
| 17   | 331,8898996                         | 0                        |
| 18   | 37,3403117                          | 0                        |
| 19   | 0                                   | 200                      |

|    |   |     |
|----|---|-----|
| 20 | 0 | 200 |
| 21 | 0 | 200 |
| 22 | 0 | 200 |
| 23 | 0 | 200 |

*Nota.* Datos tomados del software PV sol

Se asume que en las horas de máxima generación se carga el sistema BESS por ello presenta valores negativos y en las horas de no generación solar se genera despacho con el sistema BESS. Además, se tiene en cuenta que, para mantener la integridad del sistema de almacenamiento, el estado de carga (SOC) de las misma no puede ser inferior al 20% de la capacidad nominal (2,5 MWh). Finalmente, al contrarrestar las dos curvas de la ilustración 4 tenemos el despacho neto que tendrá el proyecto.

### Figura 5

*Despacho neto proyecto*



*Nota.* Generada con base a la ilustración 4

#### 4.1.2. Consumo y despacho generadores Diesel

Lo primero a tener en cuenta es la curva de consumo suministrada por el operador de red donde se ve el consumo total de la red sin el apoyo del SSFV, recordando que esta red se soporta por tres generadores, las cuales normalmente tienen dos en funcionamiento y una de respaldo, esta demanda

también la podemos interpretar como el despacho neto que hacen los generadores en su normal funcionamiento.

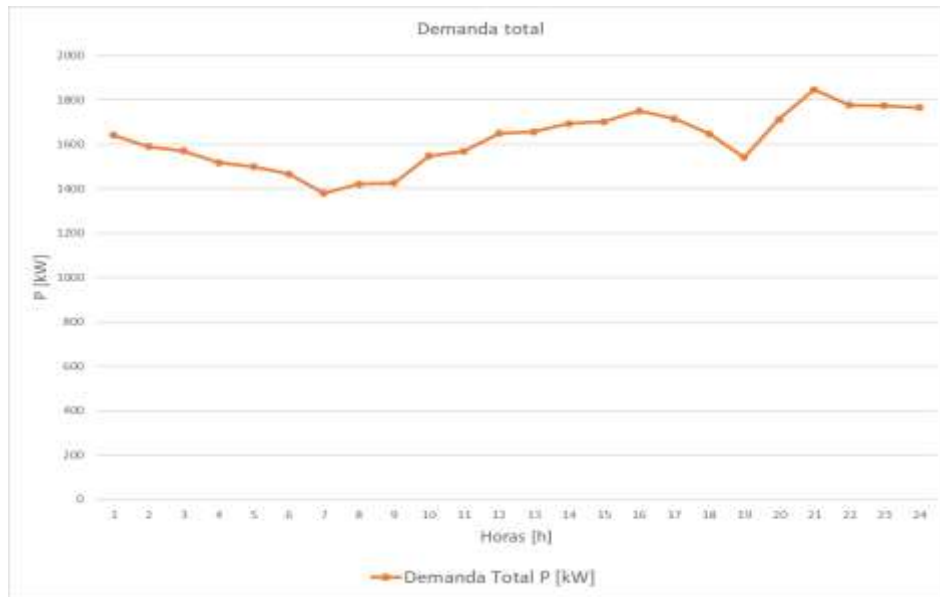
**Tabla 3**

*Demanda total red providencia.*

| <b>Hora</b> | <b>Demanda Total<br/>P [kW]</b> |
|-------------|---------------------------------|
| 0           | 1640,89                         |
| 1           | 1590,49                         |
| 2           | 1570,51                         |
| 3           | 1517,4                          |
| 4           | 1498,68                         |
| 5           | 1466,11                         |
| 6           | 1379,6                          |
| 7           | 1420,48                         |
| 8           | 1425,59                         |
| 9           | 1547,87                         |
| 10          | 1568,19                         |
| 11          | 1649,27                         |
| 12          | 1655,98                         |
| 13          | 1692,86                         |
| 14          | 1701,92                         |
| 15          | 1750,62                         |
| 16          | 1715,56                         |
| 17          | 1647,63                         |
| 18          | 1541,17                         |
| 19          | 1713,05                         |
| 20          | 1846,76                         |
| 21          | 1777,31                         |
| 22          | 1774,75                         |
| 23          | 1766,08                         |

*Nota.* Adaptada por el autor, con datos suministrados por el OR

**Figura 6**  
*Demanda total*



*Nota.* Adaptada por el autor con los datos de la tabla 3

Finalmente, al contrarrestar la generación estimada del SSFV providencia, y la demanda total podemos obtener una generación equivalente, el cual se prevé será el despacho de las plantas con el apoyo del SSFV.

**Tabla 4**  
*Despacho equivalente de generadores con el SSFV*

| Hora | Despachos generadores |
|------|-----------------------|
|      | P[kW]                 |
| 0    | 1440,89               |
| 1    | 1390,49               |
| 2    | 1370,51               |
| 3    | 1317,4                |
| 4    | 1298,68               |
| 5    | 1466,11               |
| 6    | 1336,64785            |
| 7    | 994,7716679           |
| 8    | 545,3227289           |
| 9    | 489,77                |
| 10   | 510,09                |

|    |             |
|----|-------------|
| 11 | 591,17      |
| 12 | 597,88      |
| 13 | 634,76      |
| 14 | 643,82      |
| 15 | 692,52      |
| 16 | 939,6153724 |
| 17 | 1315,7401   |
| 18 | 1503,829688 |
| 19 | 1513,05     |
| 20 | 1646,76     |
| 21 | 1577,31     |
| 22 | 1574,75     |
| 23 | 1566,08     |

*Nota.* Adaptada por el autor con base a datos suministrados por el OR tabla 2.

**Figura**

7

*Despacho equivalente generadores con la entrada del SSFV*



*Nota.* Adaptada por el autor basada en la tabla 4

**4.2. Modelado del sistema**

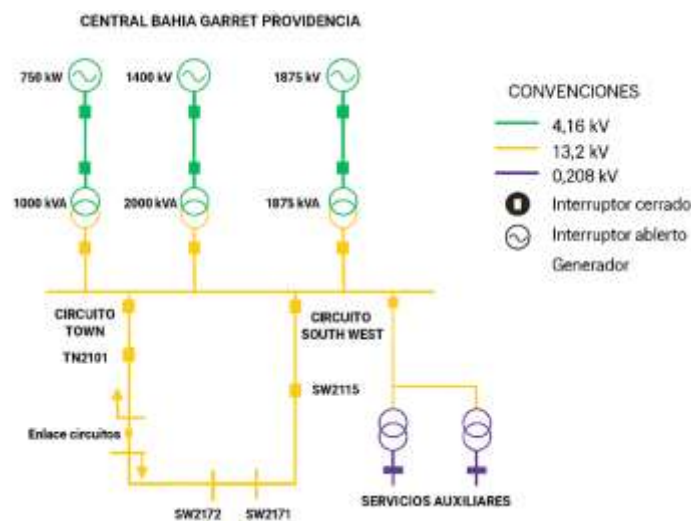
**4.2.1. Red de la isla**

El sistema eléctrico de potencia de la isla Providencia está conformado por la Central de generación Bahía Garrett con 3 Unidades que generan a nivel de 4,16 kV, un tren de celdas de 6 celdas

Siemens de 13.8 kV, celda de medida y servicios auxiliares. La potencia generada en las centrales se transmite directamente a dos circuitos de distribución, los cuales son Circuito Town y Circuito South West, en la ilustración 8 se muestra el diagrama unifilar simplificado del sistema.

Actualmente, los circuitos South West y Town operan de forma radial, manteniendo el acople (SW2254) normalmente abierto, y de esta forma se mantendrá para el siguiente estudio.

**Figura 8**  
*Diagrama unifilar simplificado*



*Nota.* Adaptada por el autor.

Para este estudio, y para simplificar el análisis nos enfocaremos en el comportamiento del proyecto y como impacta directamente sobre el punto de conexión, si en esta barra los efectos de cortocircuito, flujo de carga y contingencia tienen una respuesta positiva, y dentro de los parámetros esperados se asegura que el resto del sistema tendrá una respuesta favorable, para ello se plantea un equivalente de red, de esta manera un sistema de 60 barras queda representado por un equivalente de red, unido a la barra SW2171 que es el punto de conexión del SSFV, las barras, y los elementos propios del proyecto.

Para el desarrollo de un equivalente del sistema debido a que no se cuenta con todos los datos del sistema de la isla se plantea hacer este con los datos que se tiene de los resultados de la

simulación de falla de corto circuito en las barras contiguas en donde se conectara el sistema, de la prueba de corto circuito monofásico y trifásico, se toman los siguientes valores

Trifásico:

- $S_i''$  – Potencia aparente
- $I_k''$  – Corriente de corto circuito
- R - Resistencia
- X – Reactancia
- R/X

Monofásico:

- $R_0$  – Resistencia secuencia 0
- $X_0$  – Reactancia secuencia 0
- $X_1$  – Reactancia secuencia positiva
- $X_0/X_1$
- $R_0/X_0$

Adicional a esto para el equivalente se necesita la constante de inercia equivalente  $H_{equi}$ , dato con el que no se cuenta para determinarla se tiene la siguiente ecuación

$$H_1 = \frac{\sum(H * S)}{\sum S}$$

$$H_{equi} = 2 * H_1$$

H es la constante de inercia de cada generador y se define como la energía cinética almacenada en el generador a su velocidad nominal dividida por su potencial nominal, se usa la fórmula:

$$H = \frac{1}{2} \frac{Jw^2}{S_{nom}}$$

- J es el momento de inercia del generador en Kg\*m<sup>2</sup>
- W es la velocidad angular en radianes por segundo  $w = \frac{2\pi.rpm}{60}$
- S<sub>nom</sub> es la potencia nominal en VA

Se convierte w a rad/s  $w = 94,25$  rad/s el rpm las tenemos de la placa del generador (900 rpm). El momento de inercia J no se puede calcular directamente es un dato que se consigue normalmente en la ficha técnica del generador. Como no se cuenta con dicha ficha técnica se tienen valores típicos de H para generadores similares para poder estimarla en este caso, para generadores industriales, los valores típicos de J están en el rango de:

- Pequeños generadores (hasta unos 100 kW): 0,5 – 5 Kg\*m<sup>2</sup>
- Generadores medianos (de 100 kW a 1 MW): 5 – 50 Kg\*m<sup>2</sup>
- Grandes generadores (más de 1 MW): 50 - 500 Kg\*m<sup>2</sup>

Como el generador tiene una potencia de 1400 kW lo ponemos en el rango de grandes generadores

$$w = 94,25 \text{ rad/s}$$

$$S_{nom} = 1400000 \text{ VA}$$

$$J = 100 \text{ Kg} * m^2$$

$$E_{cin} = \frac{1}{2}Jw^2 = 444,8125$$

$$H = \frac{E_{cin}}{S_{nom}} = 0,318 \text{ s}$$

Se observa como un valor bastante bajo para el tamaño del generador ponemos entonces una  $J = 300 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$

$$H = 0,95176 \text{ s}$$

Esto aplica para los dos generados de 1,4 MW, ahora para el generador de 0,745 MW tenemos

$$H = 0,29611 \text{ s}$$

### Tabla

5.

Valores de inercia para cada generador

| H [s]   | S [MW] |
|---------|--------|
| 0,95176 | 1,4    |
| 0,95176 | 1,4    |
| 0,29611 | 0,75   |

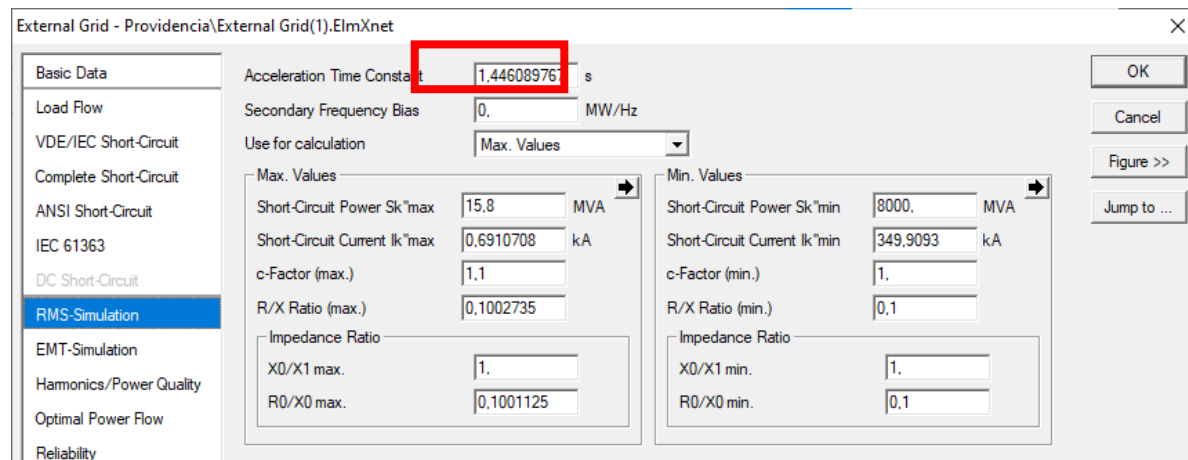
*Nota.* Adaptada por el autor

Para calcular el valor que se inserta en el equivalente se tiene la siguiente formular

$$\left( \sum (S_1 + S_2 + \dots + S_n) \right) * 2$$

Este valor cambiara dependiendo de los generadores que estén activos en el caso que se esté analizando, y se remplaza el valor en donde se indica en la ilustración 8.

**Figura 9**  
*Modelado de equivalente de red*



*Nota.* Tomada de la simulación en Power Factory digsilent 15.1.

#### 4.2.1. Elementos del sistema solar

Para los elementos que en los que no se cuenta con una ficha técnica específica se utilizarán valores estándares, a continuación, se presentan los principales parámetros y el cómo se configuran en Power Factory digsilent 15.1.

Inicialmente se cuenta con tres transformadores, dos transformadores para la conexión del sistema BESS, y un transformador tri devanado para la conexión del generador solar.

**Tabla 6.**  
*Especificaciones de transformadores*

| Transformador         | Potencia nominal [MVA] | Tensión nominal [kV] |         | Impedancia [%] | Grupo de conexión |
|-----------------------|------------------------|----------------------|---------|----------------|-------------------|
|                       |                        | HV                   | LV      |                |                   |
| 3-Winding Transformer | 2                      | 13,2                 | 0,8/0,8 | 5              | Dyn5yn5           |
| TR1-BESS              | 1,5                    | 13,2                 | 0,48    | 5              | Dyn5              |
| TR2-BESS              | 1,5                    | 13,2                 | 0,48    | 5              | Dyn5              |

*Nota.* Adaptada por el autor

**Figura 10**

Configuración datos base tridevanado.

|              |          |                      |           |
|--------------|----------|----------------------|-----------|
| Name         |          | Tridevanado proyecto |           |
| Rated Power  |          | Rated Voltage        |           |
| HV-Side      | 2. MVA   | HV-Side              | 13,2 kV   |
| MV-Side      | 1. MVA   | MV-Side              | 0,8 kV    |
| LV-Side      | 1. MVA   | LV-Side              | 0,8 kV    |
| Vector Group |          |                      |           |
| HV-Side      | D        | Phase Shift          | 0. *30deg |
| MV-Side      | YN       | Phase Shift          | 5. *30deg |
| LV-Side      | YN       | Phase Shift          | 5. *30deg |
| Name         | D0yn5yn5 |                      |           |

*Nota.* Tomada de la simulación en Power Factory digsilent 15.1.

**Figura 11**

Configuración datos base transformadores sistema BESS

|                             |         |                         |    |
|-----------------------------|---------|-------------------------|----|
| Name                        |         | TR-BESS                 |    |
| Technology                  |         | Three Phase Transformer |    |
| Rated Power                 |         | 1,5 MVA                 |    |
| Nominal Frequency           |         | 60. Hz                  |    |
| Rated Voltage               |         | Vector Group            |    |
| HV-Side                     | 13,2 kV | HV-Side                 | D  |
| LV-Side                     | 0,48 kV | LV-Side                 | YN |
| Positive Sequence Impedance |         | Phase Shift             |    |
| Short-Circuit Voltage uk    | 5. %    | 5. *30deg               |    |
| Copper Losses               | 15. kW  | Name                    |    |
|                             |         | Dyn5                    |    |

*Nota.* Tomada de la simulación en Power Factory digsilent 15.1.

Adicional a ello los transformadores que se usan para el estudio son fijos sin cambia TAP's La línea de transmisión que conecta el proyecto con la barra SW2171, directamente a la red de SOPESA, en este caso se usara el mismo conductor que se encuentra a lo largo de toda la red.

**Tabla**

7.

*Características líneas de conexión*

| Cable      | Longitud [m] | Tensión [kV] | Capacidad [A] | R (1) [Ω/km] | X (1) [Ω/km] | R (0) [Ω/km] | X (0) [Ω/km] |
|------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| CU 1/0 AWG | 315          | 13,2         | 1000          | 0,3387       | 0,3148       | 0,7783       | 0,906        |

*Nota.* Adaptada por el autor.

**Figura 12***Configuración datos base para línea de conexión*

The screenshot shows a configuration window for a line. The fields are as follows:

- Name: Line Type 13.2 cobre
- Rated Voltage: 13.2 kV
- Rated Current (in ground): 1. kA
- Rated Current (in air): 1. kA
- Nominal Frequency: 60. Hz
- Cable / OHL: Cable
- System Type: AC
- Phases: 3
- Number of Neutrals: 0

Parameters per Length 1,2-Sequence:

- AC-Resistance R'(20°C): 0,3387 Ohm/km
- Reactance X': 0,3148 Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence:

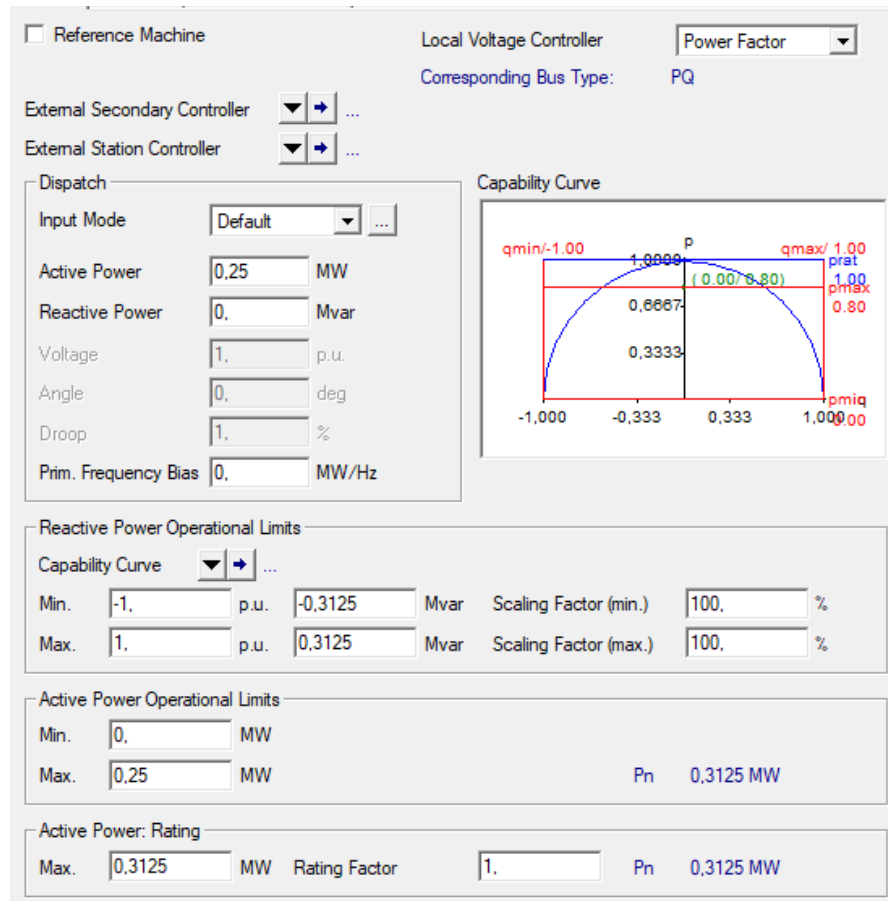
- AC-Resistance R0': 0,7783 Ohm/km
- Reactance X0': 0,906 Ohm/km

*Nota.* Tomada de la simulación en Power Factory digsilent 15.1.

Para las baterías vamos a dividir la carga de manera equitativa en los dos transformadores, y dividiendo el total de esta en ocho paquetes de baterías repartidos en cuatro por cada transformador, dividiendo los 2,5 MW en estos 8 grupos.

**Figura 13**

Configuración flujo de carga paquete de baterías



**Nota.** Tomada de la simulación en Power Factory digsilent 15.1.

Cabe destacar que en la zona de Dispatch vamos a poner la potencia de carga, o descarga de las baterías, en caso de descarga se usan valores positivos, y negativos para la carga de las mismas, se definen límites de operación teniendo en cuenta el SOC y porcentajes que limitan el mismo. Para el modelado de lo correspondiente a módulos e inversores tendremos 8 unidades de inversión como se mencionó previamente, se usan los datos de módulos, e inversores de las fichas técnicas apéndice 1, y apéndice 2.

**Figura 14***Configuración flujo de carga inversores*

Reference Machine

Local Controller: Power Factor

Corresponding Bus Type: PQ

External Station Controller: [Dropdown] [Right Arrow] ...

Operating Point

Active Power

Active Power: 141,3148 kW

Prim. Frequency Bias: 0 kW/Hz

Reactive Power/Voltage

Input Mode: Default

Power Factor: 1. ind.

Voltage: 1 p.u.

Angle: 0 deg

Droop: 1 %

**Nota.** Tomada de la simulación en Power Factory digsilent 15.1.

En la zona de active power se modifica la potencia que espera despachar la unidad en la que estamos trabajando, dependiendo de la generación, y el análisis que se esté ejecutando.

Finalmente vamos a definir tres tipos de barra para el sistema esto de acuerdo a los niveles de tensión con los que se cuenta.

**Tabla 8.**

*Niveles de tensión sistema*

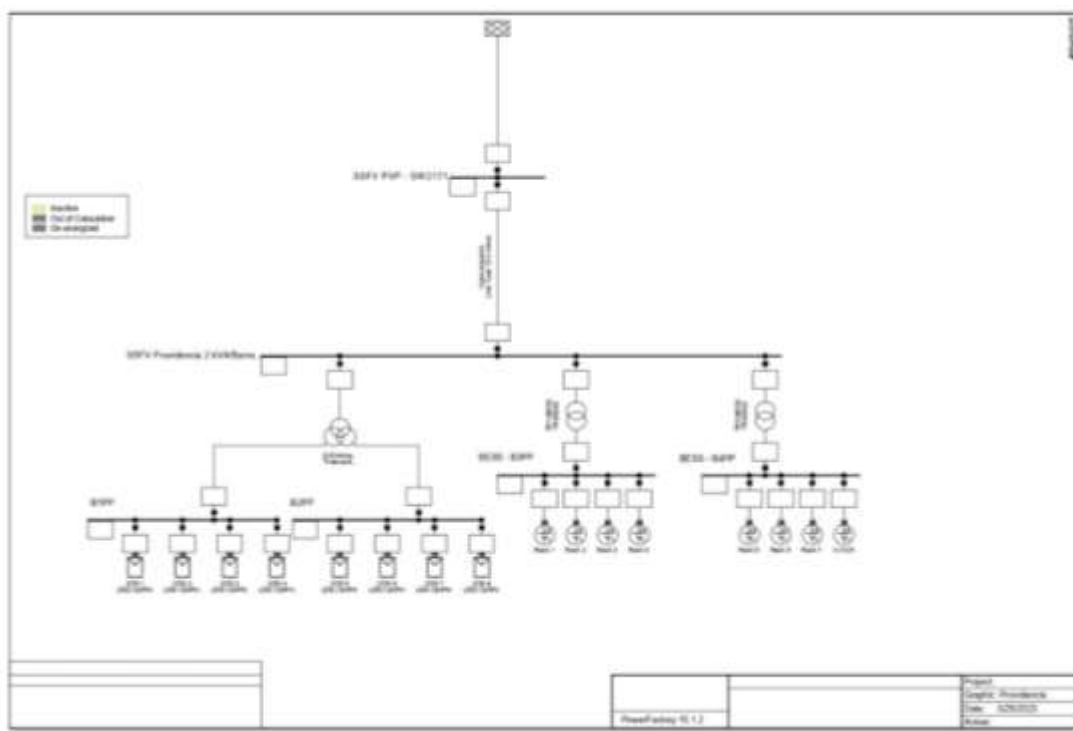
| Barra             | Nivel de tensión [kV] |
|-------------------|-----------------------|
| SSFV PVP - SW2171 | 13,2                  |
| Barra proyecto    | 13,2                  |
| B1PP              | 0,8                   |
| B2PP              | 0,8                   |
| BESS - B3PP       | 0,48                  |
| BESS - B4PP       | 0,48                  |

Nota. Adaptada por el autor

De acuerdo a todo lo previamente mencionado tenemos el siguiente sistema el cual se usará para todos los análisis del estudio, y esta como apéndice 3.

**Figura 15.**

Diseño de sistema en Power Factory digsilent



*Nota.* Apéndice 3, tomado de la simulación en Power Factory digsilent 15.1.

### 4.3. Simulaciones eléctricas

#### 4.3.1. Estudio de corto circuito

Para el estudio de cortocircuito, se espera que los equipos del sistema tengan la capacidad suficiente para soportar e interrumpir las corrientes generadas por fallas monofásicas y trifásicas.

Iniciaremos con el cálculo del short circuit ratio (SCR), un indicador que nos permitirá establecer la capacidad de un nodo para responder a cambios de inyección de potencia activa, o reactiva, si el valor que se obtiene es menor a 3, se espera que en este nodo los cambios en la magnitud de tensión y variaciones que se presenten sean significativos.

Para este análisis inicial se calcula dicho indicador, y como no se cuenta con otros proyectos de generación en esta zona se usa la siguiente ecuación.

$$SCR = \frac{S_{poi}}{P_{fernc}}$$

- SCR = Short Circuit Ratio
- $S_{ipo}$  = Potencia de cortocircuito en MVA en el nodo donde se hará la conexión al proyecto
- $P_{fernc}$  = Potencia nominal del SSFV

$$SCR = \frac{15,8}{1,814} = 8,71 > 3$$

Ahora procedemos con el análisis de corto circuito los principales parámetros analizar y que tomaremos de la simulación tanto para falla trifásica (FTF) como monofásica (FMF) son los siguientes.

- $S_k$  = Potencia de sistema en cortocircuito simétrica
- $I_k$  = Corriente simétrica de cortocircuito

- $I_p$  = Corriente pico en cortocircuito

**Figura 16***Cálculo de corto circuito*

Short-Circuit Calculation - Study Cases\Study Case\Short-Circuit Calculation.ComShc

Basic Options

Advanced Options

Verification

Method: IEC 60909 Published: 2001

Fault Type: 3-Phase Short-Circuit

Calculate: Max. Short-Circuit Currents

Max. Voltage Tolerance for LV-Systems: 6 %

Short-Circuit Duration

Break Time: 0.1 s Used Break Time: global

Fault Clearing Time (tth): 1. s

Fault Impedance

Enhanced Fault Impedance Definition

Resistance, Rf: 0. Ohm

Reactance, Xf: 0. Ohm

Fault Location

At: User Selection

User Selection: ...

Show Output

Command: Study Cases\Study Case\Output of Results

Shows: Fault Locations with Feeders

Execute Close Cancel Contents

*Nota.* Tomada de la simulación en Power Factory digisilent 15.1.

Para el cálculo de corto circuito tanto monofásico como trifásico se usará el método IEC 60909, y se evidenciarán gráficamente en los apéndices s 7 y 8 respectivamente.

**Tabla 9***Cálculo de corto circuito trifásico*

| Barra                    | Falla Trifásica |           |          |              |           |          |
|--------------------------|-----------------|-----------|----------|--------------|-----------|----------|
|                          | Sin proyecto    |           |          | Con proyecto |           |          |
|                          | SK" [MVA]       | Ik" [kA]  | Ip [kA]  | SK" [MVA]    | Ik" [kA]  | Ip [kA]  |
| <b>SSFV PVP - SW2172</b> | 15,8            | 0,6910709 | 1,705824 | 15,8         | 0,6910709 | 1,705824 |
| <b>Barra proyecto</b>    | 0               | 0         |          | 15,65841     | 0,6848779 | 1,673978 |
| <b>B1PP</b>              | 0               | 0         |          | 9,471853     | 6,835721  | 14,31307 |
| <b>B2PP</b>              | 0               | 0         |          | 9,471853     | 6,835721  | 14,31307 |
| <b>BESS - B3PP</b>       | 0               | 0         |          | 15,21431     | 18,29997  | 29,07029 |
| <b>BESS - B4PP</b>       | 0               | 0         |          | 15,21431     | 18,29997  | 29,07029 |

*Nota.* Adaptada por el autor**Tabla 10***Cálculo de corto circuito monofásico*

| Barra                    | Falla Monofásica |           |          |              |           |          |
|--------------------------|------------------|-----------|----------|--------------|-----------|----------|
|                          | Sin proyecto     |           |          | Con proyecto |           |          |
|                          | SK" [MVA]        | Ik" [kA]  | Ip [kA]  | SK" [MVA]    | Ik" [kA]  | Ip [kA]  |
| <b>SSFV PVP - SW2172</b> | 5,266695         | 0,6910746 | 1,705833 | 5,266692     | 0,6910741 | 1,705832 |
| <b>Barra proyecto</b>    | 0                | 0         |          | 5,191191     | 0,6811671 | 1,664908 |
| <b>B1PP</b>              | 0                | 0         |          | 4,197079     | 9,086943  | 19,02683 |
| <b>B2PP</b>              | 0                | 0         |          | 4,197079     | 9,086943  | 19,02683 |
| <b>BESS - B3PP</b>       | 0                | 0         |          | 4,684973     | 16,90544  | 39,86717 |
| <b>BESS - B4PP</b>       | 0                | 0         |          | 4,684973     | 16,90544  | 39,86717 |

*Nota.* Adaptada por el autor

#### 4.3.2. Análisis de flujo de carga y cargabilidad de equipos

Para este análisis de carga se deben definir inicialmente tres escenarios, los escenarios más críticos en los cuales puede operar el proyecto.

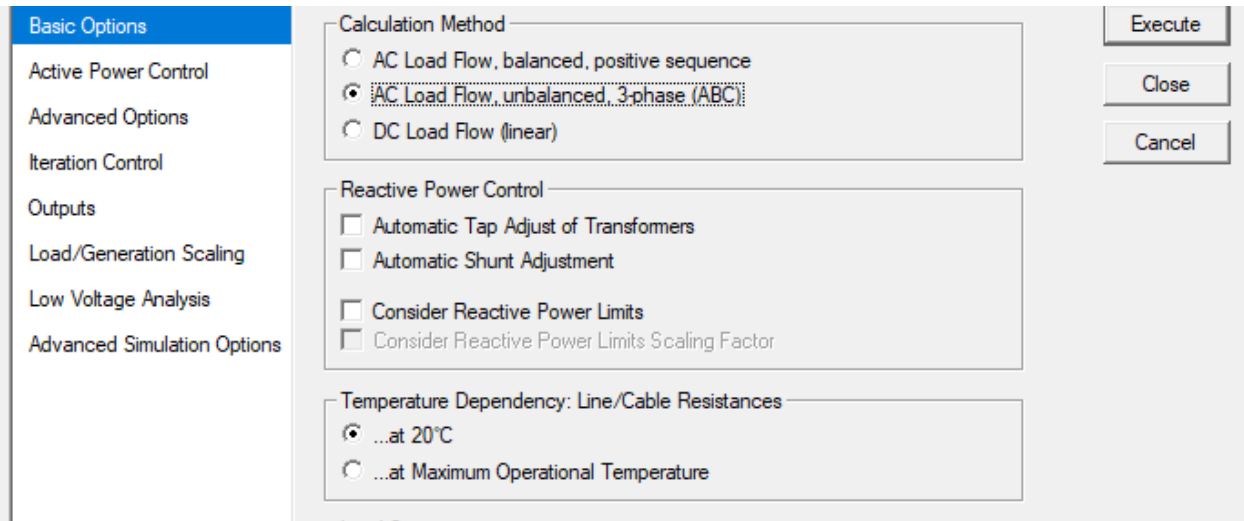
Se tuvieron en cuenta los escenarios planteados por el acuerdo del CNO en el marco de la Resolución CREG 174 de 2021

- **MD:** Se considera el punto de operación del sistema en donde se presenta una máxima generación y mínima demanda del circuito coincidentes en el tiempo (máxima diferencia entre la generación y la demanda coincidentes en el tiempo) con el objetivo de determinar el punto de operación en donde se presentaría un mayor aporte de potencia por parte del proyecto, apéndice 6.
- **MGD:** Se considera el punto de operación del sistema en los cuales se presenta una máxima generación y una máxima demanda (el periodo de tiempo en donde la suma entre la demanda y la generación es máxima) con el fin observar la operación del proyecto bajo un escenario de estrés en la red, apéndice 5.
- **CP:** El cual consiste en la evaluación del sistema bajo el escenario de demanda máxima con mínima generación, lo que correspondería a inyección de potencia 0 para los proyectos no despachables (como lo es el caso de la generación solar o eólica) y despacho al mínimo de las unidades de generación despachables, apéndice 4.

de la ilustración 5 se puede evidenciar que a las 10 a.m. la gráfica de despacho frena su crecimiento y se estabiliza este va a ser el escenario MD, y posterior a las 3 p.m. la curva de despacho empieza a decrecer este va a ser nuestro escenario MGD, finalmente a las 8 p.m. la curva vuelve a un punto de equilibrio el escenario CP.

Estos son los tres escenarios de análisis que utilizaremos para el desarrollo del estudio.

Ejecutando el flujo de carga obtenemos los siguientes datos de tensión en los barrajes

**Figura 17***Cálculo de flujo de carga*

*Nota.* Tomada de la simulación en Power Factory digsilent 15.1.

**Tabla 11.***tensión p.u. para barrajes del proyecto*

| Barra                    | Tensión  |          |          |          |         |           |
|--------------------------|----------|----------|----------|----------|---------|-----------|
|                          | MD       |          | MGD      |          | GD      |           |
|                          | SP       | CP       | SP       | CP       | SP      | CP        |
| <b>SSFV PVP - SW2172</b> | 1,022307 | 1,022307 | 1,007635 | 1,007635 | 0,99292 | 0,99292   |
| <b>Barra proyecto</b>    | 0        | 1,02287  | 0        | 1,007879 | 0       | 0,9940829 |
| <b>B1PP</b>              | 0        | 1,042349 | 0        | 1,023846 | 0       | 0,9940829 |
| <b>B2PP</b>              | 0        | 1,042231 | 0        | 1,02375  | 0       | 0,9940829 |
| <b>BESS - B3PP</b>       | 0        | 1,021433 | 0        | 1,005462 | 0       | 0,9999164 |
| <b>BESS - B4PP</b>       | 0        | 1,021433 | 0        | 1,005462 | 0       | 0,9999164 |

*Nota.* Adaptada por el autor

**Tabla 12.**  
*Cargabilidad elementos del sistema*

| Elemento                | Cargabilidad % |          |          |
|-------------------------|----------------|----------|----------|
|                         | MD             | MGD      | GD       |
| <b>Racks</b>            | 13,6992        | 24,928   | 79,99988 |
| <b>inversores</b>       | 13,6992        | 24,928   | 79,99988 |
| <b>Línea proyecto</b>   | 4,468576       | 2,083867 | 8,735057 |
| <b>TR1 - BESS</b>       | 11,53967       | 20,83528 | 66,67288 |
| <b>TR2 - BESS</b>       | 11,53967       | 20,83528 | 66,67288 |
| <b>3- W Transformer</b> | 68,74623       | 55,21062 | 0        |

*Nota.* Adaptada por el autor

Esto es lo que definiremos como el caso base, a continuación, se van a presentar tres condiciones operativas con contingencia.

- **C0:** caso base se definió previamente
- **C1:** Contingencia en la línea que conecta el proyecto con la red de SOPESA
- **C2:** contingencia en el transformador 3-W transformer
- **C3:** Contingencia en el transformador TR1 – BESS

Esto se conoce como el caso de contingencia n-1, para el análisis y desarrollo del estudio hay que hacer el análisis para cada uno de los escenarios de carga presentados.

De igual forma se tomarán como datos principales tensión y cargabilidad, y el efecto sobre la barra de conexión al proyecto.

**Tabla 13.***Tensión para el escenario MD*

| Barra                    | Nivel de tensión [p.u] |          |          |          |
|--------------------------|------------------------|----------|----------|----------|
|                          | MD                     |          |          |          |
|                          | C0                     | C1       | C2       | C3       |
| <b>SSFV PVP - SW2172</b> | 1,022307               | 1,022325 | 1,022325 | 1,022325 |
| <b>Barra proyecto</b>    | 1,02287                | 0        | 1,022095 | 1,023003 |
| <b>B1PP</b>              | 1,042349               | 0        | 0        | 1,042476 |
| <b>B2PP</b>              | 1,042231               | 0        | 0        | 1,042358 |
| <b>BESS - B3PP</b>       | 1,021433               | 0        | 1,020657 | 0        |
| <b>BESS - B4PP</b>       | 1,021433               | 0        | 1,020657 | 1,021566 |

*Nota.* Adaptada por el autor**Tabla 14.***Tensión para el escenario MGD*

| Barra                    | Nivel de tensión |          |          |          |
|--------------------------|------------------|----------|----------|----------|
|                          | MGD              |          |          |          |
|                          | C0               | C1       | C2       | C3       |
| <b>SSFV PVP - SW2172</b> | 1,007635         | 1,007635 | 1,007635 | 1,007635 |
| <b>Barra proyecto</b>    | 1,007879         | 0        | 1,00723  | 1,008082 |
| <b>B1PP</b>              | 1,023846         | 0        | 0        | 1,024044 |
| <b>B2PP</b>              | 1,02375          | 0        | 0        | 1,023948 |
| <b>BESS - B3PP</b>       | 1,005462         | 0        | 1,004811 | 0        |
| <b>BESS - B4PP</b>       | 1,005462         | 0        | 1,004811 | 1,005665 |

*Nota.* Adaptada por el autor**Tabla 15.***Tensión para el escenario GD*

| Barra                    | Nivel de tensión |         |           |           |
|--------------------------|------------------|---------|-----------|-----------|
|                          | GD               |         |           |           |
|                          | C0               | C1      | C2        | C3        |
| <b>SSFV PVP - SW2172</b> | 0,99292          | 0,99292 | 0,99292   | 0,99292   |
| <b>Barra proyecto</b>    | 0,9940829        | 0       | 0,9940828 | 0,9935026 |
| <b>B1PP</b>              | 0,9940829        | 0       | 0         | 0,9935026 |

|                    |           |   |          |           |
|--------------------|-----------|---|----------|-----------|
| <b>B2PP</b>        | 0,9940829 | 0 | 0        | 0,9935026 |
| <b>BESS - B3PP</b> | 0,9999164 | 0 | 0,999915 | 0         |
| <b>BESS - B4PP</b> | 0,9999164 | 0 | 0,999915 | 0,9993378 |

*Nota.* Adaptada por el autor

**Tabla 16.**  
*Cargabilidad para el escenario MD*

| <b>Cargabilidad % MD</b> |           |           |           |           |
|--------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Elemento</b>          | <b>C0</b> | <b>C1</b> | <b>C2</b> | <b>C3</b> |
| <b>Racks</b>             | 13,6992   | 0         | 13,6992   | 13,6992   |
| <b>Strings</b>           | 84,51484  | 0         | 0         | 84,51484  |
| <b>Línea proyecto</b>    | 4,468576  | 0         | 1,494707  | 5,140132  |
| <b>TR1 - BESS</b>        | 11,53967  | 0         | 11,38964  | 0         |
| <b>TR2 - BESS</b>        | 11,53967  | 0         | 11,38964  | 11,37999  |
| <b>3- W Transformer</b>  | 68,74623  | 0         | 0         | 67,78457  |

*Nota.* Adaptada por el autor

**Tabla 17**  
*Cargabilidad para el escenario MGD*

| <b>Cargabilidad % MGD</b> |           |           |           |           |
|---------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Elemento</b>           | <b>C0</b> | <b>C1</b> | <b>C2</b> | <b>C3</b> |
| <b>Racks</b>              | 24,928    | 0         | 24,928    | 24,928    |
| <b>Strings</b>            | 67,60577  | 0         | 0         | 67,60577  |
| <b>Línea proyecto</b>     | 2,083867  | 0         | 2,732499  | 3,428671  |
| <b>TR1 - BESS</b>         | 20,83528  | 0         | 20,84852  | 0         |
| <b>TR2 - BESS</b>         | 20,83528  | 0         | 20,84852  | 20,83116  |
| <b>3- W Transformer</b>   | 55,21062  | 0         | 0         | 55,19874  |

*Nota.* Adaptada por el autor

**Tabla 18***Cargabilidad para el escenario GD*

| <b>Cargabilidad % GD</b> |           |           |            |             |
|--------------------------|-----------|-----------|------------|-------------|
| <b>Elemento</b>          | <b>CB</b> | <b>FL</b> | <b>FTD</b> | <b>FTR1</b> |
| <b>Racks</b>             | 79,99988  | 0         | 80         | 80          |
| <b>Strings</b>           | 0         | 0         | 0          | 0           |
| <b>Línea proyecto</b>    | 8,735057  | 0         | 8,734993   | 8,99704279  |
| <b>TR1 - BESS</b>        | 66,67288  | 0         | 66,67234   | 0           |
| <b>TR2 - BESS</b>        | 66,67288  | 0         | 66,67234   | 66,71084    |
| <b>3- W Transformer</b>  | 0         | 0         | 0          | 0           |

*Nota.* Adaptada por el autor

## 5. Resultados

A continuación, se presentará el análisis de los resultados obtenidos en el capítulo cuatro, tanto para cortocircuito como para flujo de potencia y cargabilidad.

### 5.1. Análisis resultados de corto circuito

Este análisis tiene como objetivo evaluar la capacidad de los equipos para soportar las corrientes de falla, que los valores estén dentro de las normas aplicables, adicional a esto de este estudio se podría hacer la coordinación de protecciones para las distintas partes del sistema.

Como se evidencio en las tablas 9 y 10, se implementó falla de cortocircuito, trifásico, y monofásico, todo bajo la normativa IEC 60909 que sirve de base metodológica, y de implementación.

Tenemos que la corriente  $I_k$  corresponde a la corriente de cortocircuito nominal de los equipos de transformación son.

**Tabla 19.**  
*Valores estándar de corriente para transformadores*

| Transformador  | Tensión [kV] |           | Corriente [kA] |                    |
|----------------|--------------|-----------|----------------|--------------------|
|                | HV           | LV        | $I_k$          | $I_k$ baja<br>alta |
| 2 MVA – SSFV   | 13,20        | 0,8 / 0,8 | 1,75           | 28,86              |
| 1,5 MVA – BESS | 13,20        | 0,48      | 1,312          | 36,08              |

*Nota.* Adaptada por el autor

Comparando estos valores estándares con los resultados obtenidos en corto trifásico y monofásico, en las tablas 9 y 10 se observa que para el transformador de 1,5 MVA la falla solo

llega al 46,84% del valor nominal, y en el tridevanado un 31,48% por tanto estos equipos están protegidos ante estas fallas.

Ahora pasamos analizar la corriente pico en cortocircuito corriente que debe soportar el transformador por un tiempo máximo de 10 ms, esta corriente se compone por la corriente simétrica de cortocircuito multiplicado por un factor k

$$f = Ik'' * k * \sqrt{2} \text{ (International Electrotechnical Commission, 2006).}$$

El factor k viene siendo un factor dado por el X/R propios del transformador, en caso de no contar con estos valores, la norma IEC 60076-5 nos da valores estándares en el caso de los transformadores del proyecto tenemos que

$$k * \sqrt{2} = 2,55$$

Por esto tenemos

$$I_p = 2,55 * Ik''$$

$$I_p = 73,563 \text{ [kA]}$$

$$I_p = 92,004 \text{ [kA]}$$

De igual forma, vemos que estos valores están muy por encima de los obtenidos durante la simulación, por ello podemos decir que el SSFV puede soportarlo, y es una validación para el mismo.

Adicional a esto estos valores nos sirven para la coordinación de protecciones, entonces validamos cuales son las protecciones que se podrían usar en inversores, y baterías para tolerar estas corrientes.

## 5.2. Análisis resultados de flujo de carga y cargabilidad de equipos

Analizaremos los resultados mostrados en el capítulo anterior, en el cual se realizan simulaciones, y análisis no solo en condiciones normales, sino en los casos definidos con base a la norma, y en algunas contingencias, el análisis se centra en los perfiles de tensión, y cargabilidad de los diferentes elementos del SSFV.

Para iniciar el análisis de resultados definimos criterios para esto:

- La tensión en las barras de 13,2 kV, tanto en la operación como en las contingencias simples simuladas, no debe ser inferior al 90%, ni superior al 110% del valor nominal (0,9 – 1,1 p.u.)
- El máximo valor permitido de cargabilidad en los transformadores deber ser el 100% en operación normal.
- El valor máximo permitido de cargabilidad de las líneas de transmisión o redes de distribución es del 100% en operación normal.
- Operación normal de red caso base
- Contingencia simple de transmisión (N-1)
- Para el control de tensiones se procede con el ajuste de reactivos en las plantas de generación.

### 5.2.1. Perfiles de tensión

Cuando se analiza el caso base con los diferentes perfiles de carga, tenemos que la tensión más alta en las barras de 13,2 [kV] es de 1,02 p.u. y en barrajes de baja tensión 1,04 p.u. estos valores son acordes a los criterios previamente establecidos.

Al hacer el análisis con los diferentes perfiles de carga encontramos que a pesar de haber cambios nunca se tienen valores fuera de los estándares incluso manteniendo los límites inferior, y superior como 99% y 102%. La red continúa funcionando correctamente aun con la entrada del sistema, no hay caídas ni sobretensiones que puedan afectar al SSFV, o a los equipos existentes.

### **5.2.2. Cargabilidad de equipos**

#### **5.2.2.1. Transformadores.**

- **Transformadores de 1,5 MVA:** un valor de 66,67% es aceptable, ya que no está llegando a valores extremos o cercanos al 100%, incluso podría aumentarse la carga, lo cual es lo deseable hacer un sobredimensionamiento de equipos para futuras intervenciones.
- **Transformador tridevanado 2 MVA:** 68,74 % cuenta con un margen operativo adecuado, y con opción de ampliación, aunque pequeña, una cargabilidad de más del 70% puede traer problemas bajo ciertos perfiles de operación.

#### **5.2.2.2. Cable de conexión del SSFV a la barra.**

La cargabilidad del cable es bastante baja, lo que nos indica que el conductor está sobredimensionado, lo cual nos indica buena respuesta del mismo ante pérdidas por calor, y efectos negativos sobre el conductor valor máximo 8,99%

### 5.2.2.3. *Inversores.*

Los valores de este cambian para cada uno de los inversores debido a que no cuentan con la misma cantidad de módulos, adicional a ello se muestra que en el perfil de máxima generación no se logra llegar al 90%, lo que indica que hay un adecuado diseño, y dimensionamiento de los strings de cada inversor, la cantidad de módulos, y la selección del mismo.

### 5.2.2.4. *BESS.*

Las baterías muestran valores de cargabilidad de máximo 80% esto es acorde, tanto con un buen diseño, como con lo que se establece de niveles mínimos de descarga.

### 5.2.3. *Resultados generales*

- Los niveles de corriente, y corto circuito en los nodos principales, el sistema mantiene de manera muy adecuada dentro de los límites establecidos por la norma, y el SSFV mantendrá su integridad ante fallas.
- Los cálculos de las corrientes monofásicas y trifásicas permitirán un adecuado dimensionamiento de protecciones, y coordinación de las mismas.
- El aporte de inversores, BESS, o red equivalente no generan sobre corrientes que comprometan el sistema nuevo, ni la red existente.
- Los perfiles de tensión se mantienen dentro de los niveles establecidos por norma, y esto significa una operación estable, y segura.
- La red, y el sistema mantiene un adecuado equilibrio entre lo que se genera, lo que se consume, y lo que se almacena, sin causar sobre cargas, o caídas de tensión.
- No hay sobre cargas en ninguno de los elementos del sistema, esto representa una correcta selección, y dimensionamiento de todos los elementos, y el balance con la red existente.
- La integración de la planta solar fotovoltaica no compromete la operación, ni estabilidad de la red.

## 6. Conclusiones

El presente trabajo de grado tuvo como propósito principal desarrollar el estudio de conexión requeridos para validar la conexión de un sistema solar fotovoltaico a la red eléctrica, tomando como caso de estudio el Ecoparque Solar Providencia. El proyecto se estructuró en torno a la identificación de los lineamientos establecidos por la normativa colombiana, y a la implementación de herramientas de simulación que permitieran reproducir con precisión las condiciones operativas de la red y del sistema a integrar, basándonos en equipos particulares, existentes, y equipos que están estandarizados.

En primera instancia, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de la regulación nacional en materia de conexión de fuentes de energía renovable, y actores que intervienen en estos procesos, lo cual permitió establecer los requisitos técnicos exigidos por la normativa vigente, y la normatividad aplicable al tipo de proyecto, e involucrados en el mismo. Y posteriormente, se desarrollaron los estudios eléctricos pertinentes, como el análisis de cortocircuito, los perfiles de tensión y la cargabilidad de los equipos, mediante el software DIgSILENT PowerFactory 15.1. Estas actividades permitieron representar el comportamiento conjunto del sistema fotovoltaico y el equivalente de la red actual, con base en parámetros reales y estandarizados.

A partir del modelo construido y de los estudios realizados, fue posible determinar la viabilidad técnica de la conexión propuesta, el cumplimiento no solo técnico, sino normativo de todo lo relacionado con el proyecto, cumpliendo así los objetivos planteados. El trabajo no solo aportó una validación estructurada del caso específico, sino que también sentó las bases para replicar esta metodología en otros contextos similares, particularmente en zonas con dependencia de generación diésel, y sistemas de potencia en general.

El proyecto sirve de base, y precedente para futuras conexiones de proyectos con FNCER, o la ampliación del mismo proyecto con base al crecimiento de la demanda natural en los sistemas eléctricos, adicional a ello es la base para continuar con análisis dinámicos, y que al complementarlo con un análisis económico, como ya se ha validado la viabilidad técnica, permite evaluar todos los ámbitos del proyecto, y tener una vista general de la viabilidad de este tipo de desarrollos, a nivel local, y nacional.

## 7. Referencias bibliográficas

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021). Resolución 174 de 2021.

<https://www.creg.gov.co/resoluciones-2021/174-2021>

Congreso de la República de Colombia. (2014). Ley 1715 de 2014, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. [http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_1715\\_2014.html](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html)

Rincón Contreras, J. M. (2021). Estudios de conexión para autogeneradores a pequeña escala mediante el software Digsilent.

Rosero-García, J., Moreno-López, W., Galindo-Rojas, A., & Duque-Montenegro, A. (2023). Viabilidad técnico-económica de generación de energía eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica en la isla de San Andrés. In Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica-SICEL (Vol. 11).

González Álvarez, F. S. (2020). Estudio de conexión para proyectos de generación solar en Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1998). Resolución 070 de 1998, por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.

<https://www.creg.gov.co/resoluciones-1998/070-1998>

Congreso de la República de Colombia. (2021). Ley 2099 de 2021, por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético y la reactivación económica del país.

[http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_2099\\_2021.html](http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_2099_2021.html)

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2018). IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces (IEEE Std 1547-2018). <https://standards.ieee.org/standard/1547-2018.html>

Comité de Normalización de Operaciones. (2023). Acuerdo 1749, por el cual se aprueban los requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN.

<https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1749-por-el-cual-se-aprueban-los-requisitos-de-protecciones-para-la-conexion-de>

SOPESA SA ESP. (2023). Guía de trámites. <https://sopesa.com/wp-content/uploads/2023/04/gu-gac-01-guia-de-tramites.pdf>

International Electrotechnical Commission. (2006). Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit (IEC 60076-5:2006). <https://webstore.iec.ch/publication/222>

DIgSILENT GmbH. (2013). PowerFactory (Versión 15.1) [Software]. DIgSILENT GmbH. <https://www.digsilent.de>

Empresa de Energía del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina S.A. E.S.P. (2007). Historia. Recuperado el 8 de agosto de 2025, de <https://eedas.com.co/eedas/historia/>

**Apéndices**

- **Apéndice 1:** Ficha técnica del módulo solar a usar
- **Apéndice 2:** Ficha técnica del inversor a usar
- **Apéndice 3:** Diagrama unifilar base para simulación
- **Apéndice 4:** Diagrama unifilar con escala de colores para un perfil de carga GD
- **Apéndice 5:** Diagrama unifilar con escala de colores para un perfil de carga MGD
- **Apéndice 6:** Diagrama unifilar con escala de colores para un perfil de carga MD
- **Apéndice 7:** Diagrama unifilar para falla de corto circuito monofásico
- **Apéndice 8:** Diagrama unifilar para falla de corto circuito trifásico